L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1990

Canada

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES

NOTRE FORCE CRÉATRICE

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1990

Imprimé sur du papier recyclé

Printed on recycled paper

Direction de l'énergie électrique
Secteur de l'énergie
Énergie, Mines et Ressources Canada

Publié sous l'autorité du ministre
de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

Remerciements

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services d'électricité et l'Association canadienne de l'électricité de leur collaboration à la préparation de ce rapport.

Personnes-ressources

Vous pouvez adresser vos commentaires au sujet de ce rapport à :
David Burpee
Directeur, Division des services d'électricité
Direction de l'énergie électrique
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
Canada K1A 0E4
(613) 995-7460

Pour obtenir des renseignements au sujet de l'élaboration et du contenu de ce rapport, adressez-vous à :
Po-Chih Lee
Économiste principal et gestionnaire des Systèmes d'information
Direction de l'énergie électrique
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
Canada K1A 0E4
(613) 996-4779

On peut obtenir sur demande des copies du rapport à l'adresse suivante :
Centre de diffusion
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
Canada K1A 0E4
Tél. : (613) 992-0759
Télécopieur : (613) 996-9094

Also available in English, write to:
Distribution Centre
Communications Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
Canada K1A 0E4
Tel: (613) 992-0759
Facsimile: (613) 996-9094

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada, 1991
No de cat. M23-7/1990-F
ISBN : 0-662-97018-7
ISSN : 0-821-8218

92-00652/

TABLE DES MATIÈRES

		Page
1.	L'industrie de l'électricité au Canada	1
2.	L'industrie canadienne de l'électricité : une comparaison internationale	8
3.	Le cadre réglementaire	18
4.	L'électricité et les processus d'évaluation environnementale	23
5.	La consommation d'électricité	30
6.	La production d'électricité	39
7.	La capacité de production et la marge de réserve	47
8.	Le commerce de l'électricité	58
9.	Le transport de l'électricité	68
10.	Investissement et financement des services d'électricité	74
11.	Prix de revient et de vente	80
12.	Perspectives d'avenir	87
13.	La gestion axée sur la demande	99
14.	La production indépendante d'électricité	106

ANNEXE A

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1990	113
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1990	114
Tableau A3.	Capacité thermique classique par source principale, 1990	115
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1990	115
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité par province	116
Tableau A6.	Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1990	118
Tableau A7.	Capacité par mode de production	120
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1990 et augmentations projetées entre 1991 et 2010	125

ANNEXE B

B1.	Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada	131
B2.	Chronologie des interconnexions régionales	136

TABLE DES MATIÈRES (suite)

Page

ANNEXE C

C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada 138

ANNEXE D

Normes et directives environnementales fédérales 149

ANNEXE E

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité 155

E2. Programmes de déplacement de la charge 157

E3. Tarifs payés par les services d'électricité pour la PIÉ en 1991 158

Définitions et abréviations 162

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1.	Principaux services d'électricité au Canada, par province	1
Tableau 1.2.	Capacité installée et production d'énergie des services d'électricité et des autoproducteurs industriels, 1930-1990	2
Tableau 1.3.	Services d'électricité : actif, recettes et nombre d'employés, 1989	3
Tableau 2.1.	Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1988	8
Tableau 2.2.	Comparaison internationale par mode de production, 1988	9
Tableau 2.3.	Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1988	10
Tableau 2.4.	Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité, 1985-1988	11
Tableau 2.5.	Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1988	12
Tableau 2.6.	Comparaison internationale des importations d'électricité, 1988	13
Tableau 2.7.	Comparaison internationale de l'intensité d'utilisation de l'électricité	14
Tableau 2.8.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, janvier 1991	15
Tableau 2.9.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, janvier 1991	16
Tableau 2.10.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, janvier 1991	17
Tableau 5.1.	Consommation d'électricité par province	30
Tableau 5.2.	Consommation d'électricité au Canada par secteur	32
Tableau 5.3.	Production et consommation d'électricité par province, 1990	33
Tableau 5.4.	Provinces : consommation d'électricité par habitant	35
Tableau 5.5.	Profil et équipement des ménages canadiens, 1990	35
Tableau 5.6.	Demande de pointe par province	36
Tableau 5.7.	Facteur de charge par province	37
Tableau 6.1.	Sources de production d'électricité	39
Tableau 6.2.	Production d'électricité par source d'énergie, 1990	42
Tableau 6.3.	Production d'électricité par province	43
Tableau 6.4.	Sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité au Canada	44
Tableau 6.5.	Sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité par province, 1990	45
Tableau 6.6.	Émissions dues à la production d'électricité, 1990	46
Tableau 7.1.	Capacité installée par source d'énergie, 1960-1990	47
Tableau 7.2.	Capacité installée par source et par province, 1990	48

LISTE DES TABLEAUX (suite)

Tableau 7.3.	Capacité installée par province, 1960-1990	49
Tableau 7.4.	Principales centrales hydro-électriques au Canada, 1990	52
Tableau 7.5.	Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1990	52
Tableau 7.6.	Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1990	53
Tableau 7.7.	Capacité excédentaire au Canada, 1990	54
Tableau 7.8.	Puissance hydro-électrique au Canada, 1990	55
Tableau 8.1.	Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1990	58
Tableau 8.2.	Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1990	59
Tableau 8.3.	Prix moyen des exportations, 1960-1990	59
Tableau 8.4.	Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1990	60
Tableau 8.5.	Exportations d'électricité et recettes par province, 1989-1990	61
Tableau 8.6.	Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1990	61
Tableau 8.7.	Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1990	62
Tableau 8.8.	Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1990	63
Tableau 8.9.	Provinces : part des exportations totales, 1960-1990	64
Tableau 8.10.	Commerce canadien de ressources énergétiques, 1975-1990	65
Tableau 8.11.	Échanges interprovinciaux annuels d'électricité, 1960-1990	66
Tableau 8.12.	Échanges interprovinciaux selon la destination, 1981-1990	66
Tableau 9.1.	Longueur des circuits au Canada, 1990	68
Tableau 9.2.	Interconnexions provinciales à la fin de 1990	69
Tableau 9.3.	Interconnexions provinciales envisagées	70
Tableau 9.4.	Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis, 1990	71
Tableau 10.1.	Investissement des services d'électricité, 1971-1990	74
Tableau 10.2.	Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique, 1972-1990	75
Tableau 10.3.	Répartition de l'investissement en capital, 1972-1990	75
Tableau 10.4.	Investissement en capital des principaux services d'électricité	77
Tableau 10.5.	Dette à long terme et sources de financement des principaux services d'électricité, 1989	78
Tableau 10.6.	Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1985-1989	79
Tableau 11.1.	Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1962-1990	80
Tableau 11.2.	Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1989	81
Tableau 11.3.	Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1981-1990	82

LISTE DES TABLEAUX (suite)

		Page
Tableau 11.4.	Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1980-1989	84
Tableau 11.5.	États financiers des principaux services d'électricité, 1989	85
Tableau 11.6.	Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1991	86
Tableau 12.1.	Prévisions de la demande d'électricité intérieure	87
Tableau 12.2.	Prévisions de la demande de pointe intérieure	89
Tableau 12.3.	Prévisions de la capacité installée par province	91
Tableau 12.4.	Prévisions de la capacité installée par source d'énergie au Canada	93
Tableau 12.5.	Production d'électricité par province : prévisions des services d'électricité	93
Tableau 12.6.	Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada	94
Tableau 12.7.	Exportations d'électricité aux États-Unis	95
Tableau 12.8.	Besoins en combustibles pour la production d'électricité	96
Tableau 12.9.	Dépenses en capital des principaux services d'électricitié, 1990-2000	96
Tableau 12.10.	Dépenses en capital par fonction, 1990-2000	97
Tableau 12.11.	Prévisions des émissions de SO_2 par source d'énergie au Canada	97
Tableau 12.12	Prévisions des émissions de NO_x par source d'énergie au Canada	97
Tableau 13.1.	Économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité	102
Tableau 13.2	Économics d'énergie réalisées grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des services d'électricité	104
Tableau 14.1.	Capacité installée des autoproducteurs par source d'énergie, 1990	106
Tableau 14.2.	Capacité installée des petits services d'électricité par source d'énergie, 1990	107
Tableau 14.3.	Production d'électricité des autoproducteurs par source d'énergie, 1990	108
Tableau 14.4.	Production des petits services d'électricité par source d'énergie, 1990	109
Tableau 14.5.	Prévisions de la capacité de production réalisable par les producteurs indépendants	110
Tableau 14.6.	Prévisions de la production réalisable par les producteurs indépendants	111

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 5.1.	Demande d'énergie primaire au Canada	31
Figure 5.2.	Demande d'énergie secondaire au Canada	31
Figure 5.3.	Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1990	34
Figure 5.4.	Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1990	38
Figure 6.1.	Répartition par province des principales centrales, 1990	40
Figure 6.2.	Production d'électricité par source d'énergie	41
Figure 6.3.	Production d'électricité par région	44
Figure 7.1.	Capacité installée par source d'énergie	50
Figure 7.2.	Capacité installée par région	51
Figure 7.3.	Performance à vie des réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde selon leur type	56
Figure 7.4.	Performance à vie de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde, 1990	57
Figure 8.1.	Commerce de l'électricité, 1990	67
Figure 9.1.	Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1990	72
Figure 9.2.	Principales interconnexions provinciales et internationales, 1990	73
Figure 10.1.	Répartition de l'investissement en capital, 1990	76
Figure 11.1.	Indices des prix, 1980-1990	83
Figure 12.1.	Comparaison des prévisions de la demande d'électricité	88
Figure 12.2.	Diverses prévisions de la capacité installée	90
Figure 12.3.	Comparaison des prévisions de la production d'électricité	92
Figure 12.4.	Prévisions des émissions de CO_2 par source d'énergie	98
Figure 13.1	Courbe de durée type de la charge annuelle et réduction du coût de production d'un service d'électricité	99
Figure 13.2.	Objectifs et programmes de la gestion axée sur la demande	101
Figure 13.3.	Économies de puissance par secteur grâce à la GAD	103

1. L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

SA STRUCTURE

Au Canada, l'industrie moderne de l'électricité a pris son essor en 1884. Aujourd'hui, l'électricité est essentielle à presque tous les secteurs de l'économie canadienne et on prévoit qu'elle jouera un rôle encore plus grand au cours de la prochaine décennie. De 1920 à la fin de 1990, la production nette d'électricité a augmenté, sur une base annuelle, à un taux moyen de 6,5 %. L'industrie de l'électricité au Canada se compose de sociétés d'État provinciales, de services privés, de services municipaux et d'établissements industriels. Le gouvernement fédéral n'a qu'un très petit rôle au titre de la capacité installée et de la production.

Aux termes de la Constitution canadienne, l'énergie électrique est un domaine de compétence presque exclusivement provinciale. De ce fait, l'industrie de l'électricité au pays s'est organisée suivant les contours des provinces et elle est, le plus souvent, hautement intégrée : quelques services prédominants assurent le gros de la production, du transport et de la distribution. Certains d'entre eux sont entre les mains d'intérêts privés, mais la majorité sont des sociétés d'État provinciales. Au tableau 1.1 figure la liste des principaux services d'électricité.

Parmi ceux-ci, on retrouve huit sociétés d'État provinciales, quatre services privés, deux services municipaux et deux sociétés d'État relevant des gouvernements territoriaux.

Tableau 1.1. Principaux services d'électricité au Canada, par province

Province	Service	Propriété
Terre-Neuve	Newfoundland and Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Privée
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Co. Ltd.	Privée
Nouvelle-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Nouveau-Brunswick	Énergie NB	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
Yukon	Yukon Energy Corp.	Territoriale
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation	Territoriale

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

En 1990, les services provinciaux représentaient environ 84,6 % de la capacité installée totale et ont fourni environ 82 % de la production totale d'électricité. Les quatre services privés représentaient 5,8 % de la capacité totale du Canada et fournissaient approximativement 7,7 % de la production totale. Les services municipaux affichaient 1,5 % de la capacité installée du pays et fournissaient 1,1 % de la production totale. Les deux sociétés d'État desservant les territoires représentaient 0,3 % de la capacité installée totale et fournissaient 0,2 % de la production totale du pays.

En plus des seize principaux services d'électricité, il existe au pays environ 60 établissements industriels autoproducteurs. Quelques-uns d'entre eux vendent de l'électricité aux réseaux de distribution municipaux ou à certains des services d'électricité. Il s'agit surtout d'usines de pâtes et papiers, d'exploitations minières et d'alumineries. En 1990, ces autoproducteurs industriels représentaient 6,0 % de la capacité installée totale et fournissaient environ 9,0 % de la production totale du pays. (Voir le tableau 1.2.)

Outre les principaux services d'électricité et autoproducteurs industriels, il existe au Canada environ 364 services d'électricité de petites dimensions, dont 87 % sont situés en Ontario. La plupart sont de propriété municipale. N'ayant aucune centrale, ils s'approvisionnent plutôt chez les principaux services de leur province.

Cependant, plusieurs petits services privés exploitent leurs propres centrales. En 1990, ces petits services représentaient 1,9 % de la capacité installée totale et ont fourni 0,8 % de l'énergie électrique.

SON APPORT ÉCONOMIQUE

L'industrie de l'électricité joue un rôle important dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 1.3, elle comptait environ 95 000 employés en 1989, soit environ 0,9 % de l'emploi au pays. Les recettes totales ont atteint environ 20,2 milliards de dollars en 1989, contre 19 milliards en 1988, une augmentation de 6,3 %. De cette somme, environ 661 millions de dollars, soit 3,3 %, proviennent des gains à l'exportation. L'industrie de l'électricité a

Tableau 1.2. Capacité installée et production d'énergie des services d'électricité et des autoproducteurs industriels, 1930-1990

	Capacité installée			Production d'énergie		
Année	Services	Autoproducteurs	Capacité	Services	Autoproducteurs	Production
	(%)	(%)	(MW)	(%)	(%)	(GW.h)
1930	83	17	5 573	93	7	19 468
1940	84	16	8 104	91	9	33 062
1950	83	17	11 076	88	12	55 037
1960	80	20	23 035	78	22	114 378
1965	82	18	29 348	77	23	144 274
1970	88	12	42 826	84	16	204 723
1975	90	10	61 352	87	13	273 392
1980	92	8	81 999	89	11	367 306
1985	93	7	97 020	92	8	447 182
1988	94	6	101 055	92	8	490 672
1989	94	6	101 960	92	8	482 152
1990	94	6	104 120	91	9	465 967

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogues 57-202 et 57-001

régulièrement haussé sa contribution au produit intérieur brut du Canada : de 2,3 % en 1960, elle est passée à 2,5 % en 1970, puis à 3,0 % en 1980, pour atteindre 3,1 % en 1989.

L'actif de l'industrie se chiffrait à environ 104,6 milliards de dollars en 1989, soit près de 6,3 % du capital-actions au pays, excluant le secteur résidentiel. Ces chiffres réflètent la nature capitalistique de l'industrie de l'électricité. Ontario Hydro, Hydro-Québec et B.C. Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent, respectivement, au deuxième, au troisième et au onzième rang de toutes les sociétés canadiennes.

LES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland & Labrador Hydro (NLH), dominent le marché de production et de distribution, desservant près de 218 000 abonnés.

Tableau 1.3. Services d'électricité : actif, recettes et nombre d'employés, 1989

Service	Actif	Recettes	Nombre d'employés
	(en millions de $)	(en millions de $)	(personnes)
Principaux services			
Newfoundland and Labrador Hydro	2 252	325	1 379
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	456	277	963
Maritime Electric Co. Ltd.	113	66	228
Nova Scotia Power Corporation*	1 716	596	2 483
Énergie NB*	2 837	957	2 492
Hydro-Québec	33 952	5 559	23 862
Ontario Hydro	36 277	6 346	34 076
Hydro-Manitoba	4 695	664	4 310
Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg*	137	109	644
Saskatchewan Power Corporation	2 654	683	2 188
TransAlta Utilities	3 881	970	2 542
Edmonton Power	1 561	349	880
Alberta Power Ltd.	1 608	440	1 451
B.C. Hydro and Power Authority*	9 049	1 821	5 761
Yukon Energy Corporation	103	19	92
Northwest Territories Power Corporation	169	79	280
Autres	5 354	891	11 500
Canada	104 564	20 151	95 131

* *Au 31 mars 1990*

Source : Rapports annuels des services d'électricité

Principal détaillant d'électricité dans l'île, la NLPC, service privé, fut constituée en 1966 par le fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited, de la United Towns Electric Company Limited et de la Union Electric Light and Power Company. La NLPC achète environ 92 % de ses approvisionnements en électricité de la NLH et produit le reste à même ses centrales hydro-électriques. La NLPC est une filiale de FORTIS Inc., fondée en 1987.

La NLH, société d'État provinciale, a pour mandat de produire et de transporter de l'électricité dans la province. Créée en vertu d'une loi adoptée en 1954 par l'Assemblée législative, la NLH a été constituée en société en 1975. Elle est la société mère d'un consortium qui comprend la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), la Lower Churchill Development Corporation (LCDC), la Twin Falls Power Corporation Limited, la Gull Island Power Co. Ltd. et Power Distribution District of Newfoundland and Labrador. La NLH détient 51 % des actions de la LCDC alors que le gouvernement du Canada en détient 49 %. Par l'intermédiaire de la CFLCo, la NLH possède et exploite la centrale de Churchill Falls, l'une des plus importantes au monde. Sur l'île de Terre-Neuve, la NLH produit de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique et du mazout.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée desservant l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. La MECL exploite deux centrales au mazout et détient une participation de 10 % dans l'unité 2 de la centrale mixte (charbon\mazout) à Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Deux câbles sous-marins assurent l'interconnexion du réseau de la MECL au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Principal distributeur de l'île, la MECL dessert environ 49 800 clients. Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside, qui possède son propre réseau de distribution, achète de l'énergie de la MECL.

Nouvelle-Écosse

Constituée en société d'État en 1973, la Nova Scotia Power Corporation (NSPC) a pour mandat de produire et de distribuer de l'électricité dans toute la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de 58 % de sa production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et au mazout; de plus, elle achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1990, la NSPC comptait environ 389 000 abonnés.

Nouveau-Brunswick

Créée en vertu d'une loi provinciale adoptée en 1920, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a pour mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. Énergie NB, qui possède et exploite 14 centrales, obtient son électricité de sources nucléaire, hydraulique et thermique; elle en achète également du Québec. En 1990, elle comptait 271 000 abonnés, en sus des 39 500 clients des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Québec

Hydro-Québec, société d'État, a été créée par l'Assemblée nationale en 1944 avec pour mandat de produire, de transporter et de distribuer presque toute l'électricité vendue au Québec. Grâce à son parc de centrales hydro-électriques réparties à travers la province, la quasi-totalité de l'électricité qu'elle produit est d'origine hydraulique. Hydro-Québec compte actuellement plus de 3,1 millions de clients.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de six filiales : -- la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), qui a exécuté la phase 1 du complexe La Grande et qui gère les grands travaux de construction pour la société mère; -- Hydro-Québec International, qui fournit des services d'experts-conseils et d'ingénierie pour des projets d'aménagement à l'étranger; -- la Société de transmission

électrique de Cedars Rapids ltée, qui possède et exploite une ligne de transport d'électricité vers l'État de New York; -- Somarex inc., mise sur pied pour financer, construire et exploiter une ligne de transport dans l'État du Maine; -- Nouveler inc., qui fait la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement; et -- la Société 2312-0843 Québec inc., qui est une associée spéciale dans la société en commandite HydrogenAL II et qui, le 1er janvier 1990, est devenue une associée spéciale dans les sociétés en commandite HydrogenAL et ArgonAL dont Canadian Liquid Air Ltd est une autre associée spéciale.

Hydro-Québec détient 34,2 % des parts de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale de Churchill Falls. Elle détient également 50 % des parts de HydrogenAL inc., de HydrogenAL II inc. et d'ArgonAL inc.

Ontario

Ontario Hydro, société d'État provinciale, a été créée en 1906 par une loi spéciale de la province de l'Ontario. Elle est une société financièrement autonome sans capital-actions. La province garantit les obligations et les billets émis au public. En vertu de la *Loi sur la Société provinciale de l'électricité*, Ontario Hydro est principalement chargée de produire, de fournir et de livrer de l'énergie électrique dans toute la province. De plus, elle produit et vend, comme produits bruts, de la vapeur et de l'eau chaude. En collaboration avec les services municipaux et l'Association canadienne des normes, Ontario Hydro inspecte et approuve le matériel et le câblage électriques dans toute la province.

Ontario Hydro vend de l'électricité au gros aux 315 services municipaux de la province qui, à leur tour, la vendent au détail aux clients de leur zone de service. Par ailleurs, Ontario Hydro alimente directement plus de 112 clients industriels importants et 891 000 clients résidentiels et petites entreprises des régions rurales ou éloignées. En 1989, plus de 3,6 millions de clients étaient desservis par Ontario Hydro et les services municipaux de la province. Ontario Hydro exploite 80 centrales hydrauliques, nucléaires et à combustibles fossiles ainsi qu'un vaste réseau de transport de l'électricité à travers la province.

En Ontario, il existe également un certain nombre de petits services régionaux. Great Lakes Power Limited, par exemple, exploite un réseau privé de production et de distribution d'électricité à Sault-Ste-Marie et à l'ouest de la région d'Algoma. En 1990, ce service du Nord de l'Ontario alimentait directement plus de 10 000 abonnés et 30 000 autres indirectement.

Manitoba

Société d'État constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) possède des pouvoirs étendus en matière de production d'électricité et elle est assujettie à la *Loi sur Hydro-Manitoba* de 1970. Hydro-Manitoba produit la quasi-totalité de l'électricité de la province à même ses centrales hydro-électriques réparties dans le bassin des fleuves Churchill et Nelson dans le Nord. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg, qui est desservi par le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg. Ces deux services fonctionnent en tant que réseau intégré de production et de transport d'électricité. En 1990, Hydro-Manitoba comptait plus de 368 000 abonnés et le Réseau de la ville de Winnipeg, près de 111 000 clients.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État, a été créée en vertu de la *Power Corporation Act* de 1950. La Loi lui confère le mandat de produire, de transporter et de distribuer l'électricité. À la fin de 1990, la société comptait plus de 409 000 abonnés. Elle produit presque toute son électricité à partir de sources thermiques.

En 1988, les opérations gazières de la société ont été confiées à des société distinctes au sein de SaskPower. La société mère des opérations gazières est la Saskatchewan Energy Corporation (SaskEnergy). En 1989, SaskEnergy devenait une société autonome.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité : la

TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited et Edmonton Power, qui répondent à environ 92 % des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont interconnectés par un réseau de transport qui appartient, en grande partie, à la TransAlta. L'industrie satisfait au reste, soit 8 %, de la consommation d'électricité de l'Alberta. Plus de 89 % de l'électricité produite en Alberta provient de centrales au charbon de grandes dimensions.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé au Canada. Constituée en vertu des lois canadiennes, la société assure la production et la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à près de 67 % des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1990, la société alimentait directement plus de 305 000 abonnés et desservait indirectement 315 000 clients par l'entremise de contrats de vente d'électricité au gros. La TransAlta possède quatre filiales : la TransAlta Resources Corporation, sa principale filiale, détient des titres de participation dans des secteurs non réglementés dont TransAlta Technologies Inc.; la TransAlta Energy System Corporation qui fournit des services de gestion de l'énergie et de contrôle automatique des bâtiments à travers le pays; TransAlta Fly Ash Ltd.; la Kanelk Transmission Company Limited; et Farm Electric Services Ltd.

Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, filiale de Canadian Utilities Ltd. Ses activités sont concentrées dans le Centre-Est et le Nord de la province. Alberta Power, qui répondait à environ 17 % de la demande totale d'électricité de la province en 1990, comptait plus de 157 000 clients.

Edmonton Power a la plus grande capacité de tous les services municipaux du pays. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Bien qu'il n'ait répondu qu'à seulement 10 % des besoins de l'Alberta, le service détenait 14 % du marché provincial de l'électricité en 1990 et comptait plus de 245 000 clients. TransAlta Utilities et Alberta Power sont ses plus grands fournisseurs.

Colombie-Britannique

British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) est une société d'État établie en 1962. Son réseau de production et de distribution s'étend à toute la province, à l'exception de la région sud de l'Intérieur desservie par la West Kootenay Power and Light Company Limited. B.C. Hydro est le troisième service public en importance au Canada. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à plus de 1,2 million de clients, dans la zone où se concentre plus de 92 % de la population de la Colombie-Britannique.

En 1988, une restructuration majeure au sein de B.C. Hydro a permis à cette dernière de privatiser, en tout ou en partie, ses opérations gazières et ferroviaires. De plus, un certain nombre de filiales furent créées. B.C. Hydro International Limited fournit, à ses clients canadiens et étrangers, des services d'experts-conseils en ingénierie et en exploitation. La British Columbia Power Export Corporation (POWEREX) vise à mettre en marché les exportations de puissance garantie. POWEREX négocie et gère des contrats fermes de vente à l'exportation avec les services américains, et achète des contrats auprès de producteurs d'électricité. Elle voit également à ce que B.C. Hydro fournisse des services tels que les installations de transport. Powertech Labs Inc. a été constituée pour effectuer de la recherche et des essais, et pour offrir des services d'experts-conseils en matière de mise au point de technologie électrique. Westech Information Systems Inc., établie en 1989, offre un large éventail de services experts dont la conception, la mise au point et l'entretien de systèmes informatiques intégrés. Western Integrated Technologies Inc., également établie en 1989, fournit le soutien technique et des services informatiques.

West Kootenay Power est un service d'électricité privé qui dessert la partie sud de l'Intérieur; elle produit et distribue de l'hydro-électricité directement à plus 63 000 abonnés répartis sur son territoire, en plus d'en vendre au gros à sept services qui comptent près de 38 000 clients. West Kootenay Power est une filiale à part

entière de UtiliCorp United Inc. de Kansas City (Missouri).

Yukon

Au Yukon, deux services d'électricité desservent 12 000 clients. Le plus important est la Yukon Energy Corporation pour ce qui est des recettes et de la capacité installée. Elle est une société d'État territoriale, instituée afin de se charger de l'actif du Yukon au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien. La Yukon Development Corporation (société mère de la Yukon Energy Corporation) a conclu une entente de gérance d'une durée de cinq ans avec la Yukon Electrical Company Limited (YECL) afin que cette dernière gère l'actif du service public, achète l'électricité produite par la Yukon Energy Corporation et la distribue aux clients de cette dernière. La Yukon Energy Corporation dessert les principales industries du territoire ainsi que 13 % des clients non industriels.

En plus de ses responsabilités auprès de la Yukon Energy Corporation, la YECL, une filiale de Canadian Utilities Limited, dessert 18 communautés du Yukon incluant Whitehorse. La YECL comble la majorité de ses besoins en achetant de l'électricité de la Yukon Energy Corporation.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation (NWTPC) et Northland Utilities Enterprises Limited (Northland) desservent les 20 000 clients des Territoires du Nord-Ouest (T. N.-O.). La NWTPC (société d'État territoriale), créée en 1988 afin de se charger de l'actif des T. N.-O. au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien, est la plus importante. Elle dessert 51 communautés des T. N.-O. et vend au gros de l'électricité à Northland.

Northland, société privée d'électricité, est une filiale de Canadian Utilities Limited. Elle dessert sept communautés situées dans le Sud-Ouest des T. N.-O.

2. L'INDUSTRIE CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ : UNE COMPARAISON INTERNATIONALE

Le présent chapitre a pour objet de comparer la situation de l'offre, de la demande, du commerce et des tarifs de l'électricité au Canada à ceux de certains autres pays. Les données utilisées proviennent de l'*Annuaire des statistiques de l'énergie* (1988) des Nations Unies, de la Energy Information Administration du Departement of Energy des États-Unis ainsi que des enquêtes effectuées par la Direction de l'énergie électrique du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada.

Suite à la deuxième crise de l'énergie de 1979, la consommation mondiale d'électricité a continué de croître plus vite que les autres sources d'énergie y compris le pétrole et le charbon, mais un peu moins rapidement que le gaz naturel. La consommation nette d'électricité à

Tableau 2.1. Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1988*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(GW)		
États-Unis	560	89	103	4	756
URSS	232	64	35	0	331
Japon	115	37	29	0	182
Canada	**31**	**57**	**13**	**0**	**101**
France	24	25	52	0	101
Allemagne de l'Ouest	68	7	21	0	96
Chine	66	29	0	0	95
Royaume-Uni	58	4	8	0	69
Inde	44	18	1	0	63
Italie	37	18	1	1	58
Brésil	7	42	1	0	49
Espagne	21	15	8	0	44
Suède	7	17	10	0	34
Australie	27	7	0	0	34
Pologne	29	2	0	0	31
Mexique	19	8	0	1	28
Norvège	0	25	0	0	26
Afrique du Sud	23	1	1	0	25
Allemagne de l'Est	19	2	2	0	23
Tchécoslovaquie	15	3	4	0	21
Total mondial**	1 701 (64,7 %)	604 (23,0 %)	318 (12,1 %)	8 (0,3 %)	2 631 (100,0 %)

* *Figurent au tableau les vingt pays dotés des plus grands réseaux d'électricité.*
** *Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1988, Nations Unies, p. 332-360

travers le monde (en excluant les pertes dues au transport et à la distribution) s'est élevée de 7 356 TW.h en 1980 à 9 855 TW.h en 1989, un taux de croissance annuel moyen de 3,3 %. Au cours de la même période, soit de 1980 à 1989, la consommation mondiale de pétrole a augmenté de 63 à 66 millions de barils par jour, une croissance moyenne de seulement 0,5 % par an; la consommation totale de charbon à travers le monde s'est élevée régulièrement, passant de 4 312 millions de tonnes courtes en 1980 à 5 204 millions de tonnes courtes en 1989, une augmentation moyenne de 2,1 % par an; et, enfin, la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de 53 109 milliards de pieds cubes en 1980 à 72 347 milliards de pieds cubes en 1989, un taux de croissance moyen de 3,5 %.

Le Canada joue un rôle prépondérant dans l'industrie mondiale de l'électricité. Il est non seulement un chef de file en matière de transport de l'électricité sur de longues

Tableau 2.2. Comparaison internationale par mode de production, 1988*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(TW.h)		
États-Unis	2 085	229	527	15	2 857
URSS	1 253	229	216	0	1 698
Japon	478	96	179	1	754
Chine	431	107	0	0	538
Canada	**115**	**307**	**83**	**0**	**504**
Allemagne de l'Ouest	265	18	145	0	429
France	38	79	276	0	392
Royaume-Uni	238	7	63	0	308
Inde	180	52	6	0	238
Brésil	14	199	1	0	214
Italie	157	41	0	3	201
Afrique du Sud	153	1	4	0	158
Suéde	6	70	70	0	147
Pologne	140	4	0	0	144
Espagne	52	36	50	0	139
Australie	124	14	0	1	139
Allemagne de l'Est	105	2	12	0	118
Mexique	87	20	0	5	111
Norvège	0	109	0	0	109
Tchécoslovaquie	60	4	23	0	87
Total mondial**	7 040 (63,9 %)	2 087 (18,9 %)	1 852 (16,8 %)	38 (0,3 %)	11 017 (100,0 %)

** Figurent au tableau les vingt plus grands pays producteurs d'électricité au monde.*
*** Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1988, Nations Unies, p. 392-420

distances, mais il est le plus gros producteur d'hydro-électricité et un consommateur de taille.

LA CAPACITÉ INSTALLÉE

À la fin de 1988, la capacité installée mondiale se chiffrait à environ 2 631 GW. Elle se répartissait comme suit : 1 701 GW (64,7 %) étaient d'origine thermique classique (comprenant la capacité installée alimentée au charbon, au mazout et au gas naturel); 604 GW (22,9 %) étaient d'origine hydraulique; 318 GW (12 %) étaient d'origine nucléaire et seulement 8 GW (0,3 %) étaient d'origine géothermique. (Voir le tableau 2.1.)

L'Amérique du Nord détenait 34 % de la capacité installée mondiale, suivie par l'Europe avec 25 %, l'Asie avec 20 %, l'URSS avec 12 %, l'Amérique du Sud avec 4 %, l'Afrique avec 3 % et l'Océanie avec 2 %.

Avec une capacité installée de 756 GW, soit 29 % du total mondial, l'industrie de l'électricité des États-Unis se classait au premier rang. L'URSS venait au deuxième rang avec 331 GW et le Japon au troisième rang avec 182 GW. Les États-Unis étaient en tête pour tous les modes de production : ils affichaient plus de 33 % du total de la capacité thermique classique, 15 % de l'hydro-électricité, 32 % de l'énergie nucléaire et 50 % de l'énergie géothermique.

Le Canada se classait quatrième avec une capacité installée d'environ 101 GW, soit 4 % du total mondial. Pour ce qui est

Tableau 2.3. Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1988*

Pays	kW.h/habitant	Taux exprimé en pourcentage de la moyenne mondiale
Norvège	24 747	1 147
Canada	**18 263**	**846**
Suède	17 243	799
Islande	16 636	771
Luxembourg	13 894	644
Qatar	13 196	611
Finlande	12 465	578
États-Unis	11 769	545
Nouvelle-Zélande	8 983	416
Australie	8 518	395
Allemagne de l'Est	7 209	334
Allemagne de l'Ouest	7 070	328
France	6 364	295
Belgique	6 295	292
Japon	6 157	285
Autriche	6 080	282
URSS	5 851	271
Royaume-Uni	5 633	261
Pays-Bas	5 151	239
Italie	4 049	188
Afrique du Sud	3 980	184
Pologne	3 919	182
Espagne	3 513	163
Argentine	1 692	78
Brésil	1 607	74
Mexique	1 285	60
Égypte	688	32
Chine	497	23
Inde	291	13
Nigéria	93	4
Moyenne mondiale**	2 158	100

** Les dix premiers pays sont classés selon le rang qu'ils occupent actuellement dans le monde. Quant aux autres, ils sont présentés dans un ordre décroissant qui ne reflète pas leur place réelle, étant donné que seuls les plus populeux de chaque région ont été retenus.*

*** Pour connaître la moyenne mondiale comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1988, Nations Unies, p. 422-436

des modes de production, la capacité hydraulique du Canada est la troisième en importance sur le plan mondial, juste derrière celle des États-Unis et de l'URSS. La capacité nucléaire canadienne se classe au sixième rang alors que sa capacité thermique classique occupe le neuvième rang.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 1988, la production mondiale d'électricité a été de 11 017 TW.h répartis comme suit : 7 040 TW.h (63,9 %) d'origine thermique classique, principalement de centrales au charbon; 2 087 TW.h (18,9 %) d'origine hydraulique; 1 852 TW.h (16,8 %) d'origine nucléaire et 38 TW.h (0,4 %) d'origine géothermique. (Voir le tableau 2.2.) En 1988, l'électronucléaire ne représentait que 12 % de la capacité installée totale à travers le monde, mais sa part de la production était de 16,8 %, ce qui indique que la plupart des centrales nucléaires ont été exploitées avec un facteur d'utilisation relativement élevé par rapport aux centrales thermiques classiques et hydro-électriques.

En 1988, l'Amérique du Nord représentait 32 % de la production mondiale nette d'électricité; l'Europe 25 %; l'Asie 20 %; l'URSS 15 %; l'Amérique du Sud 4 %; l'Afrique 3 % et l'Océanie 2 %.

En 1988, les États-Unis ont fourni à peu près 26 % de la production mondiale. L'apport de leurs centrales thermiques classiques a été de 2 085 TW.h, soit 30 % de la production totale à ce chapitre. Premier producteur électronucléaire en 1988 (28 % du total mondial), les États-Unis affichaient un rendement de 527 TW.h. Toutefois, par rapport à la production nationale totale, la France se classait au premier rang, avec une proportion de près de 70 % d'origine nucléaire, suivie de la Belgique à 66 % et de la Suède à 48 %. Au Canada, la part du nucléaire a été relativement faible, à 16 %, tandis qu'aux États-Unis et en URSS, elle a été de 18 % et de 13 % respectivement.

Tableau 2.4. Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité, 1985-1988

Pays	Moyenne 1985-1988
	(%)
Chine	9,4
Inde	9,3
Afrique du Sud	8,5
Brésil	5,8
France	5,5
Mexique	5,4
Royaume-Uni	4,9
Australie	4,7
Canada	**4,4**
Italie	4,0
Japon	3,9
États-Unis	3,4
Espagne	3,1
Pologne	3,1
URSS	3,1
Tchécoslovaquie	2,3
Suède	2,2
Allemagne de l'Est	1,7
Allemagne de l'Ouest	1,6
Norvège	0,6
Total mondial*	4,2

* *Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Moyenne calculée à partir des données de l'Annuaire des statistiques de l'énergie, 1988, Nations Unies, p. 422-436

Le Canada se classait au cinquième rang mondial pour ce qui est de la production totale d'électricité (derrière les États-Unis, l'URSS, le Japon et la Chine), avec un rendement de 504 TW.h soit 5 % du total mondial. Cependant, le Canada a été le principal producteur d'hydro-électricité au monde (avec un rendement total de plus de 307 TW.h) soit environ 15 % de la production mondiale d'origine hydraulique. (Voir le tableau 2.2.)

Tableau 2.5. Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1988*

Pays	Exportations** (GW.h)	Production (GW.h)	Ratio exportations/ production
France	44 425	391 926	11,3
URSS	38 920	1 698 400	2,3
Canada	**34 029**	**504 285**	**6,7**
Suisse	24 727	57 953	42,7
Allemagne de l'Ouest	22 329	428 856	5,2
Autriche	8 283	48 273	17,2
Pologne	7 980	144 372	5,5
Tchécoslovaquie	7 853	87 374	9,0
Belgique	7 833	64 606	12,1
Suède	7 671	146 534	5,2
Norvège	7 337	109 350	6,7
États-Unis	7 067	2 856 624	0,2
Espagne	4 803	138 511	3,5
Allemagne de l'Est	4 088	118 328	3,5
Yougoslavie	2 559	83 654	3,1
Afrique du Sud	2 500	157 902	1,6
Hongrie	2 323	29 216	8,0
Uruguay	2 091	6 998	29,9
Mexique	1 996	110 876	1,8
Danemark	1 648	27 992	5,9
Zambie	1 500	8 485	17,7
Hong Kong	1 440	25 508	5,6
Paraguay	1 100	2 900	37,9
Portugal	1 027	22 415	4,6
Laos	755	1 100	68,6
Total mondial***	251 012	11 017 011	2,3

* *Figurent au tableau les 25 plus grands pays exportateurs.*
** *Troc inclus.*
*** *Pour connaître le total mondial comprenant tous les pays ou régions exportateurs, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1988, Nations Unies, p. 422-436

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

En 1988, la consommation mondiale d'électricité par habitant atteignait 2 158 kW.h. L'Amérique du Nord obtenait la moyenne la plus élevée avec 8 474 kW.h, suivie par l'Océanie avec 6 767 kW.h, l'URSS avec 5 851 kW.h, l'Europe avec 5 538 kW.h, l'Amérique du Sud avec 1 504 kW.h, l'Asie avec 730 kW.h et l'Afrique avec 480 kW.h.

En 1988, la consommation d'électricité par habitant au Canada se classait deuxième sur le plan mondial avec 18 263 kW.h, juste derrière les 24 747 kW.h de la Norvège. Le tableau 2.3 montre à quel point le taux de consommation par habitant varie d'un pays à l'autre. Ainsi, en Norvège, il représente plus de onze fois la moyenne mondiale; au Canada, plus de huit fois; et aux États-Unis, cinq fois. Par contre, la consommation par habitant du Nigéria et de l'Inde représente moins de 14 % de la moyenne mondiale. Bien que la

Chine soit le quatrième pays producteur au monde, sa consommation par habitant ne représentait que 23 % de la moyenne mondiale.

Au Canada, deux facteurs principaux expliquent cette forte consommation d'électricité par habitant. Les importantes ressources hydrauliques ont permis la mise en valeur d'aménagements hydro-électriques rentables dans diverses régions. L'électricité relativement abondante et bon marché a entraîné une consommation plutôt forte chez tous les utilisateurs d'énergie et incité beaucoup d'industries grandes consommatrices d'électricité à venir s'installer au pays. D'autre part, le Canada, pays boréal, connaît un hiver long et rigoureux et, de ce fait, consacre beaucoup d'énergie au chauffage. Présentement, environ 33 % des ménages canadiens ont recours à l'électricité pour chauffer leurs domiciles.

LE TAUX D'ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

Entre 1985 et 1988, la consommation mondiale d'électricité a progressé d'environ 4,2 % par année. Parmi les diverses régions du globe, l'Asie avait le taux d'accroissement de la consommation d'électricité le plus élevé, soit 6,9 % pour cette période. Suivaient l'Amérique du Sud et l'Afrique avec 6,1 % chacun, l'Océanie avec 4,4 %, l'Amérique du Nord avec 3,6 % l'Europe avec 3,2 % et l'URSS avec 3,1 %.

Tableau 2.6. Comparaison internationale des importations d'électricité, 1988*

Pays	Importations** (GW.h)	Consommation (GW.h)	Ratio importations/ consommation
États-Unis	38 837	2 888 394	1,3
Italie	31 974	231 946	13,8
Allemagne de l'Ouest	22 706	429 233	5,3
Brésil	17 951	232 060	7,7
Suisse	15 106	48 332	31,3
Hongrie	13 614	40 507	33,6
Royaume-Uni	12 844	321 061	4,0
Pologne	12 456	148 848	8,4
Tchécoslovaquie	10 900	90 421	12,1
Finlande	8 409	61 726	13,6
France	7 716	355 217	2,2
Canada	**6 305**	**476 561**	**1,3**
Danemark	5 857	32 301	18,1
Pays-Bas	5 847	75 458	7,7
Allemagne de l'Est	5 759	119 999	4,8
Belgique	5 708	7 833	72,9
Autriche	5 572	45 562	12,2
Roumanie	5 200	80 480	6,5
Suède	5 062	143 925	3,5
Luxembourg	4 496	5 113	87,9
Bulgarie	4 450	49 185	9,0
Espagne	3 482	137 190	2,5
Portugal	3 417	24 805	13,8
Norvège	1 677	103 690	1,6
Chine	1 430	539 229	0,3
Total mondial***	264 903	11 030 902	2,4

* *Figurent au tableau les 25 plus grands pays importateurs.*
** *Troc inclus.*
*** *Pour connaître le total mondial comprenant tous les pays ou régions exportateurs, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1988, Nations Unies, p. 422-436

Au tableau 2.4 sont présentés les taux d'accroissement des 20 plus grands producteurs d'électricité entre 1985 et 1988. En général, ce sont les pays en voie de développement qui ont affiché les plus fortes hausses, l'industrialisation de nombre d'entre eux se traduisant par un bond important de leur consommation d'électricité.

Au cours de la même période, le Canada a été l'un des rares pays industrialisés à connaître une forte hausse de sa consommation. Étonnamment, l'Allemagne de l'Ouest et la Suède figuraient parmi les pays qui affichaient les taux d'accroissement de la consommation les plus faibles, au cours des quatre dernières années.

LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le commerce international de l'électricité procure de nombreux avantages aux consommateurs et aux services d'électricité. Les interconnexions rehaussent la rentabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, tout en abaissant le seuil de capacité installée requis pour répondre à la demande de pointe. Elles offrent aussi une souplesse d'exploitation accrue en ce sens que les services peuvent réduire leurs frais en important de l'hydro-électricité au lieu d'avoir recours aux centrales (le parc au mazout notamment) dont les coûts de production sont les plus élevés.

De par le monde, en 1988, les exportations d'électricité s'élevaient à 251 TW.h, soit 2,3 %

Tableau 2.7. Comparaison internationale de l'intensité* d'utilisation de l'électricité

Pays**	1960	1970	1980	1987	1988
		(kW.h/ $ US 1985)			
Norvège	1,52	1,83	1,70	1,65	1,68
Nouvelle-Zélande	0,59	0,84	1,14	1,21	1,33
Suède	0,71	0,86	1,06	1,35	1,33
Luxembourg	0,93	1,56	1,30	1,12	1,30
Islande	0,62	1,05	1,20	1,26	1,25
Canada	**0,94**	**1,05**	**1,13**	**1,21**	**1,22**
Portugal	0,49	0,60	0,86	1,02	1,05
Finlande	0,44	0,66	0,85	1,03	1,02
Grèce	0,24	0,50	0,74	0,91	0,95
Australie	0,39	0,55	0,70	0,78	0,79
Turquie	0,19	0,34	0,59	0,73	0,76
Belgique	0,44	0,55	0,66	0,73	0,72
Espagne	0,34	0,50	0,71	0,74	0,72
Irlande	0,33	0,58	0,66	0,65	0,65
États-Unis	0,47	0,62	0,69	0,65	0,65
Autriche	0,52	0,58	0,62	0,66	0,65
Allemagne de l'Ouest	0,43	0,56	0,63	0,65	0,64
France	0,35	0,42	0,54	0,60	0,63
Royaume-Uni	0,53	0,73	0,69	0,63	0,62
Pays-Bas	0,30	0,45	0,54	0,56	0,57
Danemark	0,20	0,39	0,51	0,54	0,53
Japon	0,43	0,52	0,53	0,49	0,50
Italie	0,36	0,45	0,48	0,49	0,50
Suisse	0,37	0,37	0,44	0,49	0,48

* *Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB).*

** *En raison de données insuffisantes, le tableau ne comprend que les pays de l'OCDÉ.*

Sources : Les données sur le Produit intérieur brut réel exprimé en $ US proviennent de la publication intitulée Comptes nationaux, 1960-1988 du département de l'Économie et des Statistiques de l'OCDÉ, février 1990. Les données sur l'électricité sont tirées de divers numéros de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.

de la production mondiale. (Voir le tableau 2.5.) Elles se sont principalement réalisées en Amérique du Nord et en Europe où les centrales productrices d'électricité sont étroitement interconnectées.

En 1988, l'URSS et l'Amérique du Nord représentaient 96 % des exportations mondiales d'électricité. Comme l'indique le tableau 2.5, la France, en 1988, se classait au premier rang des pays exportateurs avec 44 TW.h, soit l'équivalent de 18 % des exportations mondiales totales. Au second et troisième rang venaient respectivement l'URSS (16 %) et le Canada (14 %).

Pour ce qui des importations, le total mondial s'élevait à 265 TW.h, soit 2,4 % de la consommation mondiale en 1988. (Voir le tableau 2.6.) L'Europe, l'URSS et l'Amérique du Nord étaient de nouveau les principaux centres de commerce et affichaient 91 % des importations mondiales.

Les États-Unis étaient le principal importateur d'électricité en 1988, avec environ 39 TW.h, soit 15 % du total mondial. L'Italie (32 TW.h) et l'Allemagne de l'Ouest (23 TW.h) occupaient respectivement le deuxième et le troisième rang. Quoique premier pays importateur d'électricité, les États-Unis n'ont acheté à l'étranger que 1,3 % de leur consommation totale. Le Canada est leur premier fournisseur.

Tableau 2.8. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, janvier 1991*

Ville	Pays	Tarif résidentiel (cents US/kW.h)
Winnipeg	**Canada**	**5.21**
Montréal	**Canada**	**5.22**
Houston	États-Uni	5.32
Sydney	Australie	5.33
Calgary	**Canada**	**5.77**
Vancouver	**Canada**	**6.57**
Fredericton	**Canada**	**6.82**
Regina	**Canada**	**7.09**
Toronto	**Canada**	**7.24**
Halifax	**Canada**	**7.41**
St. John's	**Canada**	**7.58**
Chicago	États-Unis	7.75
Los Angeles	États-Unis	8.99
Charlottetown	**Canada**	**9.60**
Tokyo	Japon	10.11
Stockholm	Suède	10.67
Genève	Suisse	12.15
Paris**	France	12.78
Rotterdam	Pays-Bas	12.98
Bruxelles	Belgique	13.56
Sao Paulo	Brésil	14.05
New York	États-Unis	14.57
Madrid	Espagne	16.18
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	17.41
Rome	Italie	24.30

** Basé sur une consommation mensuelle de 750 kW.h.*
*** Tarifs de 1990*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines proviennent de la Energy Information Administration, Department of Energy. Le calcul des tarifs aux États-Unis s'est effectué en divisant les recettes totales du secteur par ses ventes totales. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1991 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

L'INTENSITÉ DE CONSOMMATION

Au tableau 2.7, on trouve l'intensité de consommation de l'électricité dans l'économie des 24 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDÉ) de 1960 à 1988. Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB). Aux fins de comparaison, toutes les devises ont été converties en dollars américains au prix et au taux de change de 1985. En raison de données insuffisantes, seuls les pays membres de l'OCDÉ ont été étudiés; parmi ces derniers, la Norvège affichait la plus forte intensité de consommation d'électricité, suivie de la Nouvelle-Zélande, de la Suède, du Luxembourg, de l'Islande, du Canada, du Portugal et de la Finlande. En 1987, les intensités de ces pays étaient toutes supérieures à un kilowattheure de consommation d'électricité par dollar US du PIB, alors que les intensités du Japon, de l'Italie et de la Suisse étaient égales ou en deça de 0,5.

Au Canada, la forte intensité est liée à plusieurs facteurs dont notre climat plutôt froid et la localisation au pays de nombreuses industries grandes consommatrices d'électricité. De plus, depuis le premier embargo du pétrole en 1973, tous les secteurs de l'économie préfèrent, comme source d'énergie, l'électricité au mazout.

Pour ce qui est de l'intensité de la consommation dans l'ensemble des 24 pays membres de l'OCDÉ,

Tableau 2.9. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, janvier 1991*

Ville	Pays	Tarif commercial (cents US/kW.h)
Montréal	**Canada**	**4,00**
Toronto	**Canada**	**4,82**
Winnipeg	**Canada**	**5,13**
Vancouver	**Canada**	**5,30**
Houston	États-Unis	5,62
Fredericton	**Canada**	**5,64**
Calgary	**Canada**	**5,81**
Chicago	États-Unis	6,81
St. John's	**Canada**	**7,66**
Regina	**Canada**	**7,71**
Halifax	**Canada**	**7,83**
Sao Paulo	Brésil	8,33
Los Angeles	États-Unis	8,87
Paris**	France	9,80
Charlottetown	**Canada**	**9,85**
New York	États-Unis	10,95
Stockholm	Suède	11,41
Sydney	Australie	12,09
Bruxelles	Belgique	12,81
Genève	Suisse	13,92
Rotterdam	Pays-Bas	14,60
Madrid	Espagne	15,24
Tokyo	Japon	15,91
Rome	Italie	18,10
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	23,94

* *Basé sur un facteur de puissance de 100 kW et une consommation mensuelle de 25 000 kW.h.*

** *Tarifs de 1990*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines proviennent de la Energy Information Administration, Department of Energy. Le calcul des tarifs aux États-Unis s'est effectué en divisant les recettes totales du secteur par ses ventes totales. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1991 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 2.10. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, janvier 1991*

Ville	Pays	Tarif industriel (cents US/kW.h)
Houston	États-Unis	3,53
Winnipeg	Canada	3,75
Vancouver	Canada	3,75
Toronto	Canada	4,16
Regina	Canada	4,20
Calgary	Canada	4,36
Montréal	Canada	4,38
Fredericton	Canada	4,63
St. John's	Canada	4,97
Chicago	États-Unis	5,19
Halifax	Canada	5,31
Sydney	Australie	6,20
Charlottetown	Canada	6,74
Paris**	France	6,86
Los Angeles	États-Unis	7,02
Sao Paulo	Brazil	7,81
Stockholm	Suède	8,32
Tokyo	Japon	9,43
Bruxelles	Belgique	9,97
Genève	Suisse	10,27
Rotterdam	Pays-Bas	10,45
New York	États-Unis	11,27
Madrid	Espagne	11,63
Rome	Italie	12,60
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	12,99

* *Basé sur un facteur de puissance de 1 000 kW et une consommation mensuelle de 400 000 kW.h.*
** *Tarifs de 1990*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines proviennent de la Energy Information Administration, Department of Energy. Le calcul des tarifs aux États-Unis s'est effectué en divisant les recettes totales du secteur par ses ventes totales. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1991 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

la tendance générale était à la hausse entre 1960 et 1988, malgré quelques fluctuations enregistrées aux États-Unis, au Royaume-Uni et au Japon. De fait, depuis 1970, l'intensité fléchit graduellement au Royaume-Uni, ce qui indique que l'électricité sert moins comme source d'énergie.

LES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

Il est malaisé de comparer les tarifs d'électricité à l'échelle internationale à cause des divers barèmes tarifaires en vigueur, des niveaux de consommation et des monnaies nationales. Néanmoins, on peut obtenir un résultat satisfaisant en utilisant les tarifs moyens par kilowattheure (kW.h) dans un secteur donné, selon un certain niveau de consommation, et en les convertissant en dollars US. Dans le cas d'une conversion en dollars US, il serait préférable, pour une comparaison plus précise, d'avoir recours à la parité du pouvoir d'achat. Cependant, il est impossible d'obtenir cette parité pour certains pays à l'étude. La parité ne peut donc être prise comme élément de comparaison.

Aux tableaux 2.8, 2.9 et 2.10, on trouve les tarifs d'électricité pour 25 villes situées dans 13 pays. Les données indiquent que, dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, les tarifs d'électricité du Canada sont hautement concurrentiels à ceux pratiqués dans les autres pays.

3. LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

LA RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE

Les pouvoirs constitutionnels

En vertu de la Constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement du ressort des provinces. Le gouvernement fédéral voit uniquement au commerce international et interprovincial et à l'énergie nucléaire. C'est aux termes de l'article 91.2 de la *Loi constitutionnelle*, qu'il dispose de pouvoirs étendus en matière de commerce. Quant à l'énergie nucléaire, le gouvernement peut, en conformité avec les paragraphes 91.29 et 92.10 de la Loi, réglementer les questions que le Parlement déclare être à l'avantage de tous les Canadiens et Canadiennes.

Le droit de propriété provincial de la plupart des ressources énergétiques est conféré par l'article 109 de la *Loi constitutionnelle*, lui-même complété par l'article 92A, en vertu duquel les assemblées provinciales légifèrent le pouvoir d'aménager, de conserver et de gérer les installations et les sites compris dans leur territoire en vue de produire de l'énergie électrique. Aux termes de l'article 92A adopté en 1982, les provinces sont également habilitées à légiférer les ventes interprovinciales d'électricité, pourvu que les mesures visées soient conformes aux lois fédérales et n'entraînent aucune discrimination quant aux prix et aux quantités exportées dans les différentes parties du pays.

L'Office national de l'énergie

Instance fédérale, l'Office national de l'énergie a été créé en 1959, en vertu d'une loi qui lui confère le pouvoir et le mandat de conseiller le gouverne- ment central en matière de mise en valeur et d'utilisation des ressources énergétiques. L'Office réglemente également certains aspects du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité. Dans ce dernier domaine, la compétence judiciaire de l'Office s'étend uniquement à la délivrance de permis d'exportation et de certificats autorisant l'exploitation des lignes de transport internationales et de certaines lignes de transport interprovinciales. Par contre, l'Office n'a aucun droit de regard sur les importations d'électricité.

Le 6 septembre 1988, le gouvernement fédéral annonçait une nouvelle politique en matière d'exportation d'électricité et de lignes de transport internationales. La loi modifiant la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (projet de loi C-23) qui permet de mettre en oeuvre la nouvelle politique est entrée en vigueur le 1er juin 1990.

En vertu de cette nouvelle loi, le gouvernement du Canada conserve le pouvoir d'autoriser les lignes de transport internationales et les exportations d'électricité et ce, de deux façons : (i) les permis qui ne nécessiteront pas d'audience publique ou l'approbation du gouverneur en conseil; ou (ii) les licences (dans le cas des exportations d'électricité) et les certificats (dans le cas des lignes de transport) qui nécessiteront une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

Les autorisations seront normalement données par un permis délivré par l'Office, à moins que le gouverneur en conseil, sur l'avis de l'Office, assujettisse la demande de certificat ou de licence. Les assujettissements seront rares sauf dans les cas où la réglementation provinciale est jugée insuffisante, par exemple lorsque la province marraine ne s'est pas conformée aux procédures environnementales pertinentes du gouvernement fédéral.

Une fois qu'une demande est assujettie, l'Office tiendra une audience publique. Une licence ne sera délivrée ou un certificat émis seulement si la proposition est pleinement conforme à l'intérêt public. Le gouverneur en conseil devra également les approuver.

En vertu des amendements à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la partie III.1 prévoit la réglementation fédérale des lignes de transport internationales. Lorsque l'Office détermine si elle doit recommander au gouverneur en conseil d'assujettir une demande de certificat visant une ligne de transport, il devra tenir compte de tous les facteurs pertinents, y compris : (i) l'incidence de la ligne de transport sur les autres provinces; (ii) les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de cette ligne; et (iii) toutes autres questions précisées par réglementation.

Dans ce cas, l'Office doit éviter le dédoublement de mesures prises par la réquérante et les gouvernements provinciaux intéressés. L'Office conserve le pouvoir d'autoriser un corridor général pour le passage de la ligne de transport internationale. Par contre, l'endroit précis où sera située cette ligne à l'intérieur du corridor relève des règlements provinciaux et les expropriations requises le seront en vertu des lois provinciales, sauf dans les cas où la réquérante demande d'être assujettie à la loi fédérale.

Le gouverneur en conseil peut, par ordonnance, assujettir une ligne de transport interprovinciale précise à la réglementation visant une ligne de transport internationale. Lorsque la puissance provenant d'une province ne fait que passer dans le réseau d'une autre province, la réglementation fédérale ne s'applique pas.

La partie IV de la nouvelle *Loi sur l'Office national de l'énergie* inclut une section II, qui prévoit la réglementation des exportations d'électricité. Une licence ou un permis auront une durée d'au plus 30 ans. Lorsqu'il détermine s'il doit recommander au gouverneur en conseil d'assujettir une demande pour une licence d'exportation, l'Office tiendra compte de tous les facteurs pertinents, y compris : (i) l'incidence de l'exportation d'électricité sur les autres provinces; (ii) si les acheteurs d'électricité pour consommation intérieure ont eu un accès équitable au marché de cette électricité offerte à l'exportation; (iii) les répercussions environnementales de ces exportations; et (iv) toutes autres questions précisées par réglementation. L'Office évitera également le dédoublement des mesures prises par la requérante et le gouvernement provincial qui la parraine.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, le Canada cherchait les moyens d'encourager l'atome civil tout en prévenant l'armement nucléaire. C'est dans cet esprit que fut adoptée en 1946 la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*.

Cette loi conférait au gouvernement du Canada tous les pouvoirs en matière de développement, d'exploitation et d'utilisation de l'énergie nucléaire et créait la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Celle-ci, composée de cinq membres, voit à l'application et à l'exécution de la Loi, en vertu de laquelle la Commission régle- mente tous les aspects de l'éner- gie nucléaire qui touchent la santé, la sécurité, la sûreté et l'environnement. La Commission rend compte de ses activités devant le Parlement, par l'entre- mise du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La principale fonction de la Commission consiste à autoriser les installations nucléaires et toute activité reliée à l'utilisation de substances et d'équipement réglementés. Les installations nucléaires comprennent les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les usines d'affinage d'uranium, les usines de fabrication de combustible et d'eau lourde, les installations de gestion des déchets et les accélérateurs de particules. Sont inclus dans la catégorie des substances contrôlées l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radio-isotopes. Par ailleurs, la production, la transformation, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation de ces substances sont susceptibles de faire l'objet d'une autorisation. Avant de délivrer un permis, la Commission s'assure que les normes appropriées de santé, de sûreté et de sécurité sont respectées.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent également à la sécurité internationale de la technologie et des substances nucléaires. Au moyen de la délivrance de permis, il s'agit de veiller à ce que les exportations d'équipements et d'approvisionnements nucléaires ne contreviennent pas aux obligations du Canada aux termes du *Traité sur la non- prolifération des armes nucléaires*.

LES RÈGLEMENTS PROVINCIAUX

Rappelons qu'en vertu de la Constitution, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces. La plupart de celles-ci ont d'ailleurs adopté des règlements à ces égards et nombre d'entre elles ont créé des organismes investis d'un pouvoir réglementaire de surveillance des services d'électricité; toutefois, la rigueur de leur mandat varie d'une province à l'autre. Les grandes questions les plus susceptibles d'être soumises à un examen sont la tarification et la construction de nouvelles

centrales. Le cadre réglementaire de chaque province se trouve résumé ci-dessous. La réglementation des questions environnementales est décrite au chapitre 4.

Terre-Neuve

La Newfoundland Light & Power Company (NLPC) et la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) sont responsables devant la Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities (NBCPU). Cette commission réglemente dans leur totalité les tarifs et les programmes de la NLPC ainsi que la construction de nouvelles installations. Depuis 1977, en vertu de l'*Electric Power Control Act*, son autorité s'étend aux tarifs résidentiels de la NLH. Elle présente des recommandations concernant les tarifs au conseil des ministres de Terre-Neuve qui, en dernière instance, tranche la question.

Il appartient également au Cabinet d'autoriser le programme d'investissement de la NLH, qui ne peut entamer la construction de nouvelles installations sans son aval. Quant à la NLPC, elle doit faire approuver ses projets par la NBCPU, régie provinciale de l'électricité, avant toute mise en chantier.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited est assujettie aux règlements de la Public Utilities Commission of Prince Edward Island (la Commission), en vertu des dispositions de l'*Electric Power and Telephone Act*. Cette commission détermine les tarifs imposés dans la province et examine tous les projets de construction de centrales ou d'installations de transport. Si elle est d'avis que la nouvelle installation pourrait porter atteinte à l'environnement, la Commission met en branle un processus d'examen environnemental officiel, dont le détail figure au chapitre 4.

Nouvelle-Écosse

Depuis 1976, la Board of Commissioners of Public Utilities (la Commission) détient conformément à la *Public Utilities Act*, tous les pouvoirs décisionnaires en ce qui concerne les tarifs et les programmes des services publics de la province.

Les pouvoirs de la Commission portent notamment sur la mise en chantier, et les services d'électricité sont tenus de soumettre leurs projets d'équipements, qu'il s'agisse de centrales ou d'installations de transport. Dans le cadre du processus d'examen, la Commission tient des audiences publiques afin que le service puisse présenter son projet, ses coûts et les solutions de rechange. L'intervention directe du public y est permise. Au reste, il appartient à la Commission d'arrêter le sort des installations projetées.

Nouveau-Brunswick

Société d'État, Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) rend compte au gouvernement provincial par l'entremise de son président, qui est également membre du conseil des ministres. Les tarifs et l'exploitation sont réglementés par une commission de neuf membres établie par le lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick; le président et le vice-président du service public en sont membres. Ses recommandations sont adressées au conseil des ministres, qui tranche en matière de réglementation. Chaque année, un comité de l'Assemblée législative chargé des sociétés publiques passe en revue les tarifs de l'électricité et les activités liées à l'exploitation.

Énergie NB doit obtenir l'autorisation du lieutenant- gouverneur en conseil avant de construire de nouvelles installations. Quoique détenteur du pouvoir suprême à cet égard, le lieutenant-gouverneur en conseil fonde sa décision sur la recommandation que le ministre des Affaires municipales et de l'Environnement émet au terme d'une évaluation de l'incidence environnementale. Le détail du processus d'examen environnemental figure au chapitre 4.

Québec

Au Québec, un comité de l'Assemblée nationale sur la main-d'oeuvre et l'économie étudie le plan de développement à long terme d'Hydro-Québec, qui comprend les modifications tarifaires proposées. Le comité présente sa recommandation au ministre de l'Énergie et des Ressources qui, à son tour, présente la sienne au conseil des ministres. Ainsi, toute hausse tarifaire d'Hydro-Québec doit être avalisée par le conseil des ministres.

Par ailleurs, avant de mettre en chantier de nouvelles installations, Hydro-Québec doit obtenir un décret du gouvernement provincial. Avant la prise du décret, le ministère de l'Environnement et celui de l'Énergie et des Ressources doivent approuver l'installation projetée; d'autres ministères et organismes provinciaux sont aussi consultés.

Ontario

Société publique appartenant à la province, Ontario Hydro rend compte au gouvernement provincial par l'entremise du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève du conseil d'administration. Les modifications tari- faires proposées sont adressées à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), par l'inter- médiaire du ministre de l'Éner- gie, pour être évaluées lors d'audiences publiques. Toute- fois, le conseil d'administration de la société publique est habilité à fixer les tarifs et peut accepter ou rejeter les recommandations formulées par la CÉO.

En ce qui a trait à son programme d'équipements et à ses installations de transport, Ontario Hydro est régie par la Commission d'enquête conjointe de la province. La Commission regroupe des membres de la Commission des évaluations environnementales et des membres de la Commission des affaires municipales de l'Ontario. La Commission d'enquête conjointe présente une recommandation au gouvernement qui, en dernière instance, donne son approbation par décret.

Manitoba

En vertu de la *Loi sur l'examen public des activités des sociétés de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci* de 1988, les modifications proposées par Hydro-Manitoba au barème tarifaire interne doivent être examinées par la Régie des services publics du Manitoba, qui effectue un examen public et rend une décision finale.

En vertu de la *Loi sur l'environnement du Manitoba* de 1988, le gouvernement provincial est également tenu d'approuver la mise en chantier d'installations de grande envergure. Les demandes sont présentées au ministre de l'Environnement qui effectue alors une évaluation environnementale en règle. Voir le chapitre 4 pour de plus amples détails.

Saskatchewan

Un conseil d'administration, dont les membres sont nommés par le gouvernement provincial, est responsable de la gestion et de l'exploitation de la Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État. Tout projet de hausse tarifaire ou de mise en chantier de nouvelles installations de production ou de transport d'électricité doit être approuvé par le conseil d'administration, auquel siège le ministre responsable de SaskPower.

Alberta

En ce qui a trait à l'expansion du parc de centrales et des installations de transport, à la mise en valeur de mines de charbon et aux changements apportés aux territoires desservis, la TransAlta Utilities Corporation et Alberta Power Limited relèvent de la compétence de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCRÉA). Les centrales thermiques sont approuvées au moyen d'une licence délivrée sous réserve de l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil, alors que les centrales hydrauliques exigent l'adoption d'une loi d'autorisation. Les tarifs de la TransAlta et de Alberta Power sont régis par l'Alberta Public Utilities Board, aux termes de la *Public Utilities Board Act* de 1980.

Service municipal, Edmonton Power relève du conseil municipal d'Edmonton, tout en étant régi par les divers organismes de réglementation de la province. Le conseil municipal réglemente la tarification et le financement du service; quant à l'OCRÉA, il s'occupe de la réglementation des nouvelles installations de production et de transport.

Les trois services d'électricité participent au programme de partage des coûts de l'Electric Energy Marketing Agency (EEMA), organisme créé en 1982 par le gouvernement provincial dans le but de niveler les coûts de l'éner- gie électrique à l'échelle de la province. Aux termes des lois régissant l'EEMA, les coûts de production et de transport de l'électricité sont réglementés par

la commission provinciale des services publics, qui approuve également les prix de vente de l'électricité à l'EEMA. Celle-ci évalue les coûts des services publics et revend l'électricité à prix moyen.

Colombie-Britannique

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) approuve tout nouveau barème tarifaire dans la province. Les importantes installations de production ou de transport d'électricité doivent être approuvées par le Cabinet provincial. Sur réception d'une demande, le gouvernement peut en saisir la BCUC qui l'examinera et fera une recommandation. Quant aux promoteurs de projets avalisés par le Cabinet, ils reçoivent un certificat (Energy Project Certificate) délivré par le gouvernement provincial.

Yukon

La Yukon Energy Corporation (YEC) et la Yukon Electrical Company Limited (YECL) sont assujetties à la réglementation de la Yukon Utility Board (la Commission) en vertu de la *Public Utilities Act* de 1986. C'est ainsi que la YEC et la YECL sont tenues de saisir la Commission de toute demande de modification de barème tarifaire et de mise en chantier. Après examen, de la demande, la Commission rend sa décision.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation et la Northland Utilities Enterprises Limited sont réglementées en vertu de la *Northwest Utilities Act* de 1989. Au terme de la Loi, elles doivent faire une demande auprès de la N.W.T. Public Utilities Board afin d'obtenir la permission pour toute modification tarifaire et la construction de nouvelles installations.

4. L'ÉLECTRICITÉ ET LES PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONMENTALE

La plupart sinon la totalité des installations de production ou de transport d'électricité portent atteinte d'une façon d'une autre à l'environnement. Les centrales thermiques classiques rejettent des polluants atmosphériques, et la construction de barrages et de lignes de transport ne va pas sans perturber la flore et la faune aquatiques et terrestres des alentours. Les gouvernements, l'industrie et d'autres groupes ont reconnu le besoin d'évaluer et d'atténuer ces répercussions. À cette fin, les gouvernements fédéral et provinciaux ont mis en oeuvre des processus pour évaluer et réduire l'incidence environnementale des installations de production et de transport d'électricité.

D'une réglementation à l'autre, les caractéristiques des milieux visés et le type et l'envergure des aménagements envisagés diffèrent, mais on retrouve des similitudes importantes entre les processus qu'ont élaborés les diverses provinces pour s'assurer que le développement du parc de centrales et du réseau de transport se fasse dans les meilleures conditions de sauvegarde de l'environnement.

Dans la plupart des provinces, il incombe d'abord au promoteur (une personne, une entreprise, un organisme gouvernemental ou une société d'État) de procéder à une évaluation des répercussions environnementales. Par la suite, un organisme compétent (relevant le plus souvent du ministère responsable des affaires environnementales) est en général saisi de l'évaluation qu'il doit examiner au nom du gouvernement provincial.

Dans toutes les provinces, le processus décisionnel s'effectue toujours par étapes et avec circonspection. Un premier tri permet d'autoriser d'emblée les projets courants, de faible envergure, n'entraînant aucune répercussion importante ou appréciable, ce qui a l'avantage de réduire au maximum les retards et les coûts. Quant à ceux dont l'incidence défavorable sur l'environnement pourrait être considérable, ils font l'objet d'un examen approfondi qui est souvent public et très structuré. De tels projets peuvent ainsi faire l'objet d'une audience publique tenue par une commission indépendante.

Un énoncé des incidences environnementales est utilisé dans la plupart des provinces et au gouvernement fédéral au cours de l'examen des projets dont les répercussions pourraient être considérables. La formule et le contenu des énoncés sont, dans l'ensemble, partout pareils : (i) description du projet, (ii) analyse de la façon dont le projet portera atteinte à l'environnement et, (iii) liste des mesures d'atténuation proposées. En règle générale, le promoteur soumet l'énoncé qui sera étudié par le ministère compétent et d'autres organismes gouvernementaux ou par une commission chargée de l'examen public.

L'énoncé comporte habituellement une forme d'examen public, mais sa nature varie d'une province à l'autre, allant d'un strict formalisme juridique à la tenue de réunions sans caractère officiel dans les collectivités. Tant au provincial qu'au fédéral, le décideur ultime est un élu ou un groupe d'élus, tel un ministre ou le Cabinet.

Les processus en vigueur au Canada sont présentés ci-dessous. Certains aspects sont traités plus en détail dans un rapport rédigé sous les auspices du Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement[1]. Depuis la publication de ce rapport en 1985, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont apporté des changements majeurs qui sont indiqués dans ce chapitre. En outre, la *Environmental Assessment Act*, adoptée en Nouvelle-Écosse en 1988, a été proclamée en juillet 1989.

LE PROCESSUS FÉDÉRAL

Le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

En décembre 1973, le Cabinet a créé le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PFÉEE) pour s'assurer que les répercussions environnementales de tous les projets fédéraux sont

[1] Couch, William J., *L'évaluation environnementale au Canada : sommaires des pratiques actuelles-1985*, Ottawa, Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement, 1985, cat. EM 104-4/1985.

évaluées dès les premières étapes de la planification. Sont visés tous les projets entrepris par des organismes fédéraux, ou encore tout projet dans lequel des sommes gouvernementales sont injectées ou qui met en cause une propriété fédérale ou un domaine de juridiction fédérale. Les sociétés d'État ne sont pas liées par cette décision du Cabinet, mais sont invitées à s'y soumettre.

Dans le cadre du PFÉEE, il incombe aux ministères fédéraux d'évaluer leurs propres projets et d'effectuer un examen initial afin de déterminer si ces derniers auront des répercussions environnementales notables. Si l'on ne prévoit aucune incidence néfaste, le projet peut aller de l'avant, sous réserve d'une surveillance adéquate par le ministère promoteur. Les résultats de toutes ces décisions sont publiés sous forme de résumé.

Autrement, un processus d'examen officiel est mis en branle par une commission d'évaluation environnementale créée par le ministre de l'Environnement. Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales assiste la commission dans ses travaux. Celle-ci exige que le promoteur rédige un énoncé des incidences environnementales. Si le ministre de l'Environnement et le ministre responsable du projet y consentent, cette commission peut étendre son champ d'étude aux répercussions socio-économiques en général et à l'à-propos du projet.

Les interventions publiques font partie intégrante du processus d'évaluation. Ainsi, toute personne ou tout organisme qui s'intéresse à un projet peut faire valoir son point de vue devant cette commission.

Après avoir évalué tous les renseignements obtenus et une fois les délibérations terminées, cette commission rédige un rapport dans lequel elle fait état de ses travaux et de ses recommandations. Elle peut proposer l'annulation ou la mise en oeuvre d'un projet, parfois sous réserve de certaines conditions. Les recommandations sont présentées au ministre de l'Environnement et au ministre responsable du projet, qui doivent déterminer, (i) à qui elles s'adressent, (ii) dans quelle mesure elles doivent être incorporées aux modalités d'exécution du projet et, (iii) de quelle façon les rendre publiques. S'ils ne peuvent se mettre d'accord, les ministres peuvent saisir le Cabinet de la question.

Suite à la publication en 1987 d'une étude qui identifiait diverses modifications que le gouvernement fédéral pourrait apporter au PFÉEE[2], le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales menait de vastes consultations auprès du public et des ministères et organismes fédéraux. Le 18 juin 1990, le projet de loi C-78, initiant une nouvelle loi canadienne sur l'évaluation environnementale, était déposé à la Chambres des communes. Ce projet de loi a fait l'objet de discussions mais aucune décision n'a été prise à son égard durant la session de l'année dernière. Le projet de loi C-78 sera déposé à nouveau à la Chambre des communes et on prévoit son adoption au cours de la présente année financière.

[2] Environnement Canada, *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale : un document de travail*, Ottawa, Approvisionnements et Services, Canada, 1987, 106-5/1987.

LES PROCESSUS PROVINCIAUX

Colombie-Britannique

En matière d'électricité, le fondement légal du processus d'examen de la Colombie-Britannique découle, au premier chef, de la *Utilities Commission Act* de 1980. Les grands projets énergétiques ne peuvent être entrepris tant que le promoteur n'a pas reçu un certificat (Energy Project Certificate ou Certificate of Public Convenience and Necessity), ou une ordonnance ministérielle, dans lesquels sont précisées les modalités devant régir la construction et l'exploitation des installations.

Pour obtenir l'autorisation d'un projet, le promoteur doit d'abord présenter un prospectus puis une demande officielle au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières qui les transmet au Energy Project Coordinating Committee (EPCC). Ce comité d'orientation, présidé par le Ministre, comprend des représentants du ministère de l'Environnement et des Parcs, de la British Columbia Utilities Commission (la BCUC ou régie provinciale de l'électricité) et du Bureau fédéral

d'examen des évaluations environnementales.

La demande du promoteur doit présenter des données sur les répercussions environnementales, les stratégies de gestion des incidences, les avantages et les coûts, la surveillance et, enfin, des propositions quant aux mesures de compensation et d'atténuation. Par l'entremise de trois groupes de travail interministériels, l'EPCC examine les documents soumis et présente ses recommandations au ministre de l'Environnement et des Parcs et au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. En général, les recommandations portent soit sur la tenue d'une audience publique par la BCUC, soit sur l'exemption de certaines clauses de la *Utilities Commission Act*. Si la demande ne correspond pas à l'intérêt public, elle peut être rejetée.

Si la demande est renvoyée devant la BCUC, les deux ministres reçoivent un rapport à la fin des audiences publiques. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, avec l'assentiment du ministre de l'Environnement et des Parcs, annonce alors la décision du Cabinet.

Lorsqu'un service public tente d'obtenir un Energy Project Certificate, les ministres peuvent soumettre la demande à la BCUC, qui prendra une décision au terme d'un examen comportant parfois la tenue d'une audience publique. La BCUC délivre parfois directement un Certificate of Public Convenience and Necessity.

Alberta

En Alberta, le processus d'évaluation des incidences environnementales a été établi en vertu de la *Land Surface Conservation and Reclamation Act* de 1973. Aux termes de l'article 8 de la Loi, le ministre de l'Environnement peut exiger d'un promoteur la présentation d'une évaluation s'il est d'avis que l'intérêt public le justifie. Au moyen d'une évaluation, il s'agit de fournir, au public et au gouvernement, des données permettant d'identifier au préalable les atteintes graves à l'environnement et de prévoir des mesures d'atténuation.

Le processus albertain est régi par des lignes directrices qu'est chargé de faire respecter le ministère de l'Environnement. La plupart des grands projets de mise en valeur des ressources y sont assujettis, à l'instar des principales centrales thermiques et hydrauliques. Les promoteurs de projets de moindre envergure sont tenus de soumettre les renseignements d'ordre environnemental requis pour l'obtention des autorisations. Le promoteur doit consulter le public qui, d'ailleurs, doit avoir la possibilité de prendre part à l'élaboration et à l'examen de l'évaluation.

L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCRÉA) et le ministère albertain de l'Environnement doivent autoriser les projets de nature énergétique. Par conséquent, ces deux organismes se concertent pour ce qui est de leurs exigences et de l'examen des demandes.

Dans le cas des projets de mise en valeur énergétique, les évaluations sont déposées auprès de l'OCRÉA et du ministère de l'Environnement. L'OCRÉA peut exiger la tenue d'une audience publique. Une fois la décision de l'OCRÉA rendue, le ministère de l'Environnement délivre une licence ou un permis détaillé.

Suite à une vaste consultation publique réalisée en 1990-1991, un nouveau projet de loi sur l'évaluation environnementale a été déposé à l'Assemblée législative albertaine au printemps 1991.

Saskatchewan

En Saskatchewan, la *Environmental Assessment Act* de 1980 exige que soient évaluées les incidences environnementales des importants projets de mise en valeur. Le Cabinet peut les en exempter seulement en cas d'urgence.

Le processus provincial d'évaluation des incidences environnementales relève du ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique; aucun projet ne peut être réalisé sans l'autorisation du Ministre. Le Ministère examine les demandes afin de déterminer si la Loi s'applique au projet et, si oui, de fixer la nature et la portée d'une évaluation. Si une évaluation n'est pas requise, le projet peut aller de l'avant, sous réserve des exigences prévues par la Loi.

Dans le cas d'une évaluation, on encourage les promoteurs à entreprendre un programme de participation publique dans les

plus brefs délais, afin que l'on puisse tenir compte des propos et recommandations ainsi recueillis lors de l'élaboration de l'énoncé des incidences environnementales. Le processus prévoit d'autres garanties comme une période d'au moins 30 jours pour l'examen public de l'énoncé et le pouvoir du Ministre de créer une commission d'enquête qui peut mener des audiences publiques. Il appartient au Ministre de prendre la décision finale d'accepter (conditionnellement ou non) le projet envisagé ou de le rejeter.

Manitoba

Au Manitoba, la *Loi sur l'environnement* de 1988 a remplacé la *Loi de protection de l'environnement* de 1968 et le Processus manitobain d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, adopté à titre de politique provinciale par le Conseil des ministres en 1975.

La Loi garantit que toute personne ou organisation, qui entreprend un projet d'aménagement décrit aux règlements, est obligée de soumettre une proposition au ministère de l'Environnement dès le début de la planification. Tout autre projet d'aménagement ayant des incidences environnementales est régi par les règlements qui déterminent les normes de protection environnementale.

Les projets d'aménagement visés par la *Loi sur l'environnement* portent le nom de « développements », classés dans trois catégories. La catégorie 1 regroupe les développements qui rejettent des polluants; la catégorie 2, les activités ayant une incidence considérable sur l'environnement en raison de facteurs additionnelles à la pollution tels que les installations de transport et de distribution. Quant à la catégorie 3, il s'agit de projets de grande envergure, comme les aménagements hydro-électriques.

Toute proposition pour un « développement » doit être versée au registre public. Ensuite, le ministère de l'Environnement doit lancer une invitation publique à soumettre des commentaires écrits. Dans le cas de propositions complexes, des lignes directrices sont élaborées pour aider les promoteurs à préparer leur évaluation environnementale. Le public peut prendre connaissance à la fois des lignes directrices et des évaluations.

Le processus d'examen et d'évaluation peut comprendre les rencontres publiques organisées par le promoteur ou les audiences publiques tenues par la Commission manitobaine de protection de l'environnement. Cette dernière a pour rôle de conseiller le Ministre et de lui soumettre ses recommandations, et de stimuler et de s'assurer de la participation de la population aux dossiers environnementaux.

Au terme du processus, il y a délivrance d'une licence environnementale dont les modalités sont propres à la proposition soumise. Autrement, des atteintes inacceptables à l'environnement sont invoquées pour la rejeter.

Ontario

Le ministre de l'Environnement est chargé de l'exécution de la *Loi sur l'évaluation environnementale*, qui favorise une meilleure planification en faisant participer le public et les ministères et organismes provinciaux au processus d'évaluation environnementale, de planification et d'autorisation. (En Ontario, le processus environnemental est également assujetti à la *Consolidated Hearings Act* de 1981. Pour de plus amples détails au sujet de la *Consolidated Hearings Act*, veuillez consulter la publication intitulée *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale* [3] ou le numéro d'octobre 1987 du *Canadian Environmental Law Reports* [4].) Le gouvernement ontarien procède actuellement à une étude du processus d'évaluation environnementale et prévoit bientôt modifier la *Loi sur l'évaluation environnementale*.

Avec l'approbation du Cabinet, le ministre de l'Environnement peut exempter les promoteurs de projets des dispositions de la Loi qui régissent actuellement les activités des ministères provinciaux, des municipalités et des organismes de conservation. Quant aux propositions du secteur privé, la Loi ne s'applique qu'aux projets désignés par les règlements d'application. Il appartient au promoteur de déterminer si la Loi s'applique à son projet; dans le cas d'une

[3] Couch, William J., *op. cit.*

[4] *Canadian Environmental Law Reports*, New Series, Vol. 1, Part 6, October 1987.

réponse négative ou d'une exemption, la mise en oeuvre peut aller de l'avant. Si la Loi s'applique, le promoteur doit rédiger une évaluation environnementale, qui fera l'objet d'un examen par le ministère de l'Environnement et les organismes provinciaux et fédéraux intéressés.

Par la suite, le Ministère rédige son commentaire qui, de concert avec l'évaluation environnementale, est rendu public et soumis à une période d'examen public d'au moins trente jours. Au terme de celle-ci, le public, les analystes ou le promoteur peuvent demander à la Commission des évaluations environnementales de tenir une audience publique. Le Ministre pourra, avec l'assentiment du Cabinet, accepter ou non l'évaluation, ou autoriser ou non le projet et ce, avec ou sans conditions. Le Ministre peut soumettre sa décision d'accepter l'évaluation, ou sa décision d'autoriser le projet, ou les deux, à une audience de la Commission. Dans ce cas, la Commission doit aviser le public assez longtemps d'avance qu'elle tiendra une audience à laquelle il est invité. Le Ministre ou le Cabinet ne peut modifier la décision de la Commission que dans les 28 jours qui en suivent l'annonce, après quoi la décision a force exécutoire.

Québec

Au Québec, le processus d'évaluation environnementale diffère selon que le projet à l'étude serait réalisé dans le Sud de la province ou sur un territoire ayant fait l'objet de conventions avec les autochtones.

En 1978, la *Loi sur la qualité de l'environnement* de 1972 a été considérablement modifiée afin de mettre en oeuvre un processus d'évaluation et d'examen des incidences sur l'environnement. En vertu des règlements d'application, ce processus ne vise que les projets devant être réalisés dans le Sud de la province. Si un projet y est assujetti, le promoteur est tenu de soumettre une évaluation au ministère de l'Environnement pour que ce dernier en fasse l'analyse de recevabilité et l'évaluation de l'acceptabilité environnementale du projet. Tous les projets font alors l'objet d'une période de consultation publique, au cours de laquelle tout résidant peut demander au ministre de l'Environnement de tenir une audience publique. Le grand public a donc la possibilité de se prononcer avant que le Conseil des ministres soit saisi du projet pour l'autoriser ou le rejeter.

Pour ce qui est du Nord québécois, le gouvernement a mis en oeuvre deux processus pour évaluer et examiner les répercussions environnementales et socio-économiques d'un projet donné. On a recours au premier processus dans le cas de projets situés dans la région de la baie James, entre les 49e et le 55e parallèles. Le trait distinctif de ce processus est le recours à des comités auxquels siègent toujours des représentants des autochtones. Ces comités conseillent le ministre de l'Environnement au cours des diverses étapes du processus d'autorisation. Au nord du 55e parallèle, c'est la Commission de la qualité de l'environnement Kativik qui est chargée de l'étude d'évaluation et qui détient le pouvoir de décision. Enchâssés dans la *Loi sur la qualité de l'environnement*, ces processus découlent de la *Convention de la Baie James et du Nord québécois* (1975) ainsi que de la *Convention du Nord-Est québécois* (1978).

Nouveau-Brunswick

Au Nouveau-Brunswick, le *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement*, adopté en juillet 1987, fournit le cadre législatif régissant la planification environnementale, notamment les possibilités d'une participation par le public. Le Règlement, qui remplace la politique d'évaluation environnementale promulguée en 1975, vise à permettre aux autorités d'identifier les répercussions d'un projet avant de décider de son sort.

En vertu du Règlement, les personnes, sociétés ou organismes privés proposant certains types de projets (par exemple, toutes les installations productrices d'électricité générant 3 MW et plus, et toutes les lignes de transport dont la capacité nominale dépasse 69 kV ou longues de plus de cinq km) sont tenus d'en enregistrer les détails au bureau du ministre de l'Environnement au début du cycle de planification. Le Ministre tente alors de déterminer si la proposition est susceptible d'avoir des répercussions environnementales considérables, notamment

d'ordre socio-économique et biophysique.

S'il semble que l'incidence sera considérable, le Ministre avisera le promoteur de la nécessité de procéder à une évaluation. Le Ministère, de concert avec le promoteur, élaborera des directives préliminaires qui encadreront l'étude. Le Ministre met alors sur pied un comité de révision qui, formé de spécialistes techniques des organismes gouvernementaux compétents, a le mandat d'élaborer la version préliminaire des lignes directrices identifiant les principales questions d'ordre environnemental qui devront être abordées. Le Ministre doit les rendre publiques et tous les intéressés peuvent lui faire part de leurs observations par écrit.

Le principal but de l'évaluation est de prévoir les répercussions qu'aurait un projet. Les renseignements recueillis au cours de l'évaluation sont compilés dans un rapport provisoire d'étude d'impact sur l'environnement, qui sera ensuite examiné minutieusement par le comité de révision. Si, après avoir pris conseil auprès du comité de révision, le Ministre est d'avis que le rapport répond bien aux points qu'avaient soulignés les lignes directrices, le public a la possibilité de faire des présentations au cours d'une deuxième étape plus détaillée que la première. Un résumé de l'évaluation, les observations du comité de révision et la version intégrale du rapport final sont ensuite rendus publics.

L'évaluation fait ensuite l'objet d'une assemblée publique. Par la suite, le Ministre examine l'évaluation et les observations du public, puis recommande au lieutenant-gouverneur en conseil le rejet ou l'acceptation du projet.

Nouvelle-Écosse

La *Environnement Assessment Act* régit, en Nouvelle-Écosse, le processus d'évaluation environnementale.

Le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse, en consultation avec certains organismes gouvernementaux, est chargé de l'analyse de tous les projets qui lui sont soumis, et conseille le Ministre sur les projets pouvant altérer sérieusement l'environnement. Après avoir reçu l'avis du Ministère et de tous les intéressés, le Ministre détermine s'il y a lieu d'effectuer une évaluation des incidences environnementales. Le cas échéant, le promoteur doit rédiger et soumettre au Ministère une version préliminaire d'une évaluation qu'étudieront les divers ministères provinciaux et organismes fédéraux visés ainsi que le public. Après quoi, le ministère de l'Environnement recommande au Ministre l'acceptation, conditionnelle ou non, du projet ou son rejet.

Le public peut participer de différentes manières au processus : en faisant parvenir ses commentaires lorsque le projet est soumis au Ministère, lorsque les lignes directrices sont publiées, ou encore lorsque l'évaluation est rendue publique. Enfin, sur la recommandation de son Ministère et en fonction des avis recueillis auprès du public, le Ministre décide si le projet peut aller de l'avant et, le cas échéant, établit les modalités.

L'Île-du-Prince-Édouard

La *Environmental Protection Act* de 1988 prévoit l'autorisation légale générale relative au processus d'évaluation en matière d'environnement. Elle exige que tout promoteur d'une entreprise présente une proposition écrite au ministère de l'Environnement et obtienne l'approbation écrite du Ministre avant de poursuivre son projet.

Pour ce qui est des services d'électricité, le processus approprié est exposé dans la loi intitulée *Electric Power and Telephone Act*, qui autorise la Public Utilities Commission d'enjoindre au promoteur de respecter des directives concernant expressé- ment son projet lors de la préparation d'une évaluation, si le projet est susceptible de porter gravement atteinte à l'environne- ment. La Commission envoie copie de l'évaluation au conseil exécutif qui, sur la foi des renseignements dont il dispose, peut trancher la question ou déterminer qu'il serait dans l'intérêt public de tenir des audiences publiques dans la collectivité visée. Au terme des audiences publiques, la Commis- sion examine la preuve et fait part de sa conclusion au conseil exécutif.

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, le processus d'évaluation environnementale

relève de la *Environmental Assessment Act* de 1980; le ministère de l'Environnement et des Terres veille à son exécution.

Tout projet susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement doit être enregistré auprès du ministère de l'Environnement et des Terres. Le Ministre, suite à des audiences publiques et des examens interministériels du projet, détermine s'il y a lieu de tenir une évaluation des incidences environnementales. Si une évaluation n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Autrement, lorsque le Ministre détermine qu'une évaluation doit être préparée, il peut commander un « rapport préliminaire d'évaluation environnementale ». Préparé par le promoteur, le rapport est soumis à un examen public. Suite à l'étude du rapport, le Ministre détermine s'il y a lieu de procéder à une évaluation. Si celle-ci n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Si une évaluation est jugée nécessaire, le promoteur la prépare et le Ministre la soumet alors aux commentaires publics. Lorsque le public manifeste un intérêt marqué pour le dossier, le Ministre peut recommander au Cabinet la formation d'une commission d'évaluation environnementale chargée de tenir des audiences publiques. Le Ministre rend public le rapport présenté par la Commission et en soumet copie aux membres du Cabinet et leur recommande d'autoriser, conditionnellement ou non, le projet ou de le rejeter.

5. LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

L'ÉLECTRICITÉ ET LA DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE

L'électricité répond à une part importante de la demande d'énergie primaire et secondaire au Canada. La demande d'énergie primaire est la quantité d'énergie à la disposition du consommateur, à laquelle on ajoute les pertes subies au cours de la conversion et l'énergie utilisée par le fournisseur. (On tient compte, notamment, des pertes subies au cours du raffinage des produits pétroliers ou de celles qui sont attribuables à l'inefficacité thermique ou mécanique de la conversion de combustibles fossiles -- charbon, mazout, gaz naturel -- en énergie thermique destinée à la production d'électricité.) Le taux de pénétration de l'électricité dans la demande totale d'énergie primaire a connu une montée régulière, passant de 14 % en 1960 à 30 % en 1990. (Voir la figure 5.1.) En volume, la demande d'énergie primaire consommée sous forme d'électricité a été portée de 463 pétajoules (PJ) en 1960 à 2 453 PJ en 1990, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,7 %, près du double du taux de 2,5 % enregistré pendant la même période pour la demande d'énergie primaire non électrique. (À compter de cette année, le kilowattheure d'énergie primaire de source hydraulique représente 3,6 mégajoules au lieu de 10,5.)

La demande secondaire est l'énergie disponible, sous sa forme finale, et utilisée par le consommateur. L'électricité intervient moins pour l'énergie secondaire que pour l'énergie primaire. Comme l'indique la figure 5.2, la part de l'électricité dans la demande d'énergie secondaire est passée de 11 % en 1960 à 23 % en 1990. On estimait à 5,4 % le taux de croissance de la demande d'électricité de 1960 à 1990, en comparaison du taux de 2,3 % de la demande d'énergie secondaire non électrique.

CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

La consommation totale d'électricité (ou demande) englobe la production des services d'électricité et des établissements industriels ainsi que les importations nettes (importations moins exportations). Comme l'indique le tableau 5.1, la croissance de la consommation d'électricité a connu, durant les 30 dernières

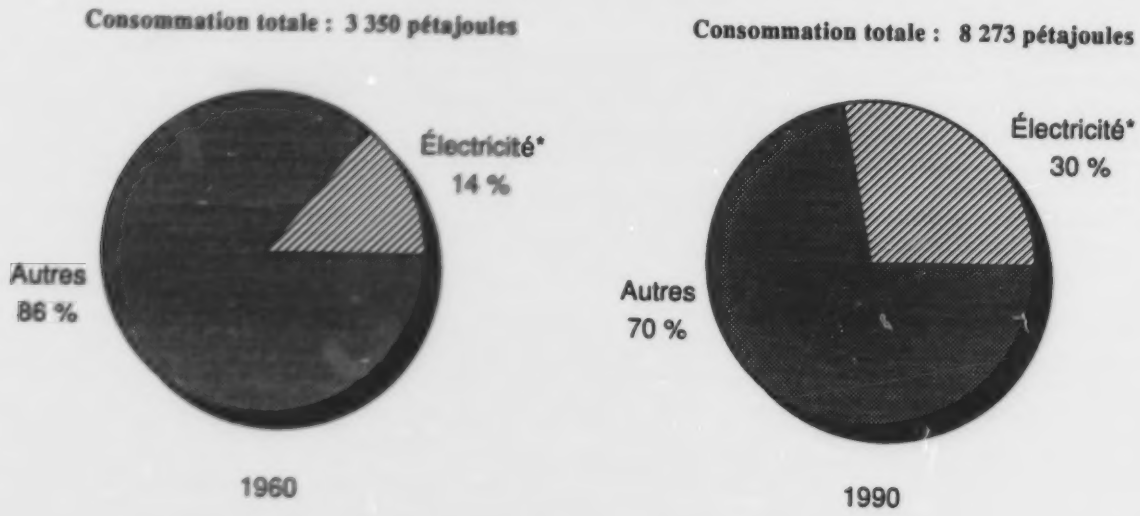
Tableau 5.1. Consommation d'électricité par province

	Consommation d'électricité (GW.h)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1989	1990*	1960-1974	1975-1990	1960-1990	1989-1990
T.-N.	1 427	4 770	8 545	10 496	10 650	11,5	3,7	6,9	1,5
Î.-P.-É	79	250	518	727	752	11,9	3,9	7,8	3,4
N.-É.	1 733	3 706	6 814	9 268	9 678	8,7	3,6	5,9	4,4
N.-B.	1 684	4 221	8 838	13 506	13 173	10,1	4,6	7,1	-2,5
Qué.	44 002	69 730	118 254	162 811	157 308	5,4	3,8	4,3	-3,4
Ont.	37 157	69 488	106 509	147 230	142 818	6,4	3,2	4,6	-3,0
Man.	4 021	8 601	13 927	17 555	17 450	7,9	2,6	5,0	-0,6
Sask.	2 124	5 402	9 827	13 634	13 589	9,2	4,3	6,4	-0,3
Alb.	3 472	9 880	23 172	41 077	42 041	10,7	7,0	8,7	2,3
C.-B.	13 413	25 761	42 789	55 572	57 206	6,9	3,8	5,0	2,9
Yukon	89	220	381	440	480	9,3	2,1	5,8	9,1
T. N.-O.	100	308	494	470	472	10,2	0,7	5,3	0,4
Canada	109 304	202 337	340 068	472 786	465 617	6,6	3,8	5,0	-1,5

** Données préliminaires*

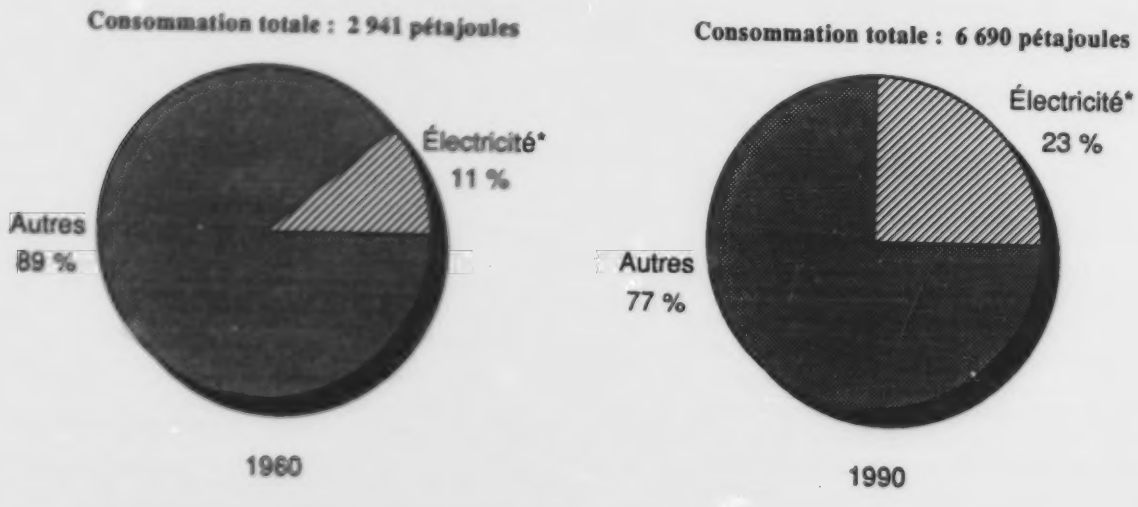
Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

Figure 5.1. Demande d'énergie primaire au Canada



**Taux de conversion : 10,5 mégajoules par kilowattheure*

Figure 5.2. Demande d'énergie secondaire au Canada



**Taux de conversion : 3,6 mégajoules par kilowattheure*

années, deux périodes bien distinctes : la première période, soit de 1960 à 1974, durant laquelle la croissance a été rapide, fut suivie, de 1975 à 1990, d'une période de croissance lente. Ce brusque changement a coïncidé avec le premier choc pétrolier de 1973-1974, suite auquel ont fortement diminué les taux de croissance de la consommation des dix provinces et des territoires. Le ralentissement économique, la flambée des prix de l'énergie et les économies d'énergie sont les trois principaux facteurs qui ont contribué à cette réduction marquée de la croissance de la consommation d'électricité.

La consommation générale d'électricité au Canada a chuté de 1,5 % en 1990. C'est la deuxième fois depuis dix ans que la demande subit une croissance négative. Elle en a connu une première de 0,4 % en 1982. Ces baisses dans la demande s'expliquent en bonne partie par des températures plus chaudes et la récession économique. Le Québec est la seule province qui a connu, en 1989 et 1990, une croissance négative de sa consommation d'électricité, due en grande partie au fait que le climat était plus doux, que la croissance économique provinciale était plus lente et qu'Hydro-Québec, à cause d'une faible hydraulicité, a racheté ses contrats de bi-énergie passés avec les secteurs industriel et commercial, provoquant ainsi la réduction, dans la province, de la demande commerciale et industrielle d'électricité.

En 1990, la consommation totale d'électricité au Canada se répartissait comme suit : le secteur industriel, 41 %; le secteur résidentiel, 29 %; le secteur commercial, 23 %; et 7 % au chapitre des pertes subies au cours du transport et de la distribution. (Voir le tableau 5.2.) Bien que la consommation dans le secteur commercial se soit stabilisée en 1990, elle a connu une forte croissance depuis 1960, en moyenne 7,4 %. Le taux de croissance moyen du secteur résidentiel, pour la même période, était de 6,5 %. Le

Tableau 5.2. Consommation d'électricité au Canada par secteur

	Consommation d'électricité (GW.h)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1989	1990*	1960-1974	1975-1990	1960-1990	1989-1990
Résidentiel	20 397 (19)	43 431 (21)	92 440 (27)	132 380 (28)	133 327 (29)	7,9	5,0	6,5	0,7
Commercial	12 632 (12)	44 068 (22)	75 912 (21)	108 741 (23)	107 092 (23)	12,4	4,6	7,6	-1,2
Industriel	66 353 (60)	98 450 (49)	142 247 (42)	193 842 (41)	190 903 (41)	4,3	3,1	3,6	-1,5
Pertes en lignes**	9 920 (9)	16 388 (8)	32 469 (10)	37 823 (8)	34 295 (7)	6,5	1,8	4,2	-9,3
Total	109 304 (100)	202 337 (100)	340 068 (100)	472 786 (100)	465 617 (100)	6,6	3,8	5,0	-1,5

** Données préliminaires*

*** Pertes subies au cours du transport, de la distribution et énergie non-allouée.*

Les données entre parenthèses représentent le taux en pourcentage.

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

secteur industriel a affiché la croissance la plus faible, en moyenne 3,6 %, de 1960 à 1990. En 1960, le secteur industriel absorbait 60 % de la demande totale, mais sa consommation s'est contractée pour se stabiliser à près de 41 %.

Au tableau 5.3 figurent la production, les échanges et la consommation d'électricité par province et territoire en 1990. Le Québec s'est affirmé comme la première province productrice et consommatrice, affichant environ 29 % de la production canadienne et environ 34 % de la consommation totale. L'Ontario se classait deuxième avec 28 % de la production totale et 31 % de la consommation canadienne. Enfin, la Colombie-Britannique se plaçait en troisième avec 13 % de la production totale et 12 % de la consommation au pays. À la figure 5.3, on trouve la production totale d'électricité, la consommation et les échanges nets.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

Au tableau 5.4 figure la consommation d'électricité par habitant pour toutes les provinces; à l'instar de la consommation totale, la tendance était à la hausse avant le choc pétrolier de 1973-1974, puis au ralentissement. Entre 1960 et 1990, la Saskatchewan affichait, par habitant, le taux de croissance annuel moyen le plus élevé (7,1 %), suivie de l'Île-du-Prince-Édouard (7,0 %), du Nouveau-Brunswick (6,4 %), de l'Alberta (6,3 %) et de Terre-Neuve (6,1 %). En Saskatchewan, la faible croissance de la population explique largement la consommation élevée par habitant. Pendant les derniers 30 ans, la population de cette province n'a augmenté en moyenne que de 0,3 %, le taux de croissance le plus faible au Canada par rapport à la moyenne nationale de 1,3 %.

Au chapitre de la consommation d'électricité par habitant en 1990, le Québec devançait les autres provinces avec 23 263 kW.h par habitant, malgré le taux de croissance négative de sa consommation. L'Î.-P.-É. est dernière avec 5 767 kW.h par personne. Le taux du Québec était de 33 % supérieur à la

Tableau 5.3. Production et consommation d'électricité par province, 1990

	Production	Exportations aux		Importations des		Consommation
		Provinces	É.-U.*	Provinces	É.-U.*	
			(GW.h)			
T.-N.	36 813	26 163	0	0	0	10 650
Î.-P.-É.	81	0	0	671	0	752
N.-É.	9 430	116	0	364	0	9 678
N.-B.	16 665	2 153	4 275	2 775	161	13 173
Qué.	135 458	3 349	3 403	27 414	1 188	157 308
Ont.	129 343	140	2 050	2 326	13 339	142 818
Man.	20 149	2 694	2 050	1 053	992	17 450
Sask.	13 540	1 086	122	1 153	104	13 589
Alb.	42 874	1 336	0	500	3	42 041
C.-B.	60 662	461	6 228	1 242	1 991	57 206
Yukon	480	0	0	0	0	480
T. N.-O.	472	0	0	0	0	472
Canada	465 967	37 498	18 128	37 498	17 778	465 617

* *Échanges compris*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 5.3. Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1990 (en GW.h)

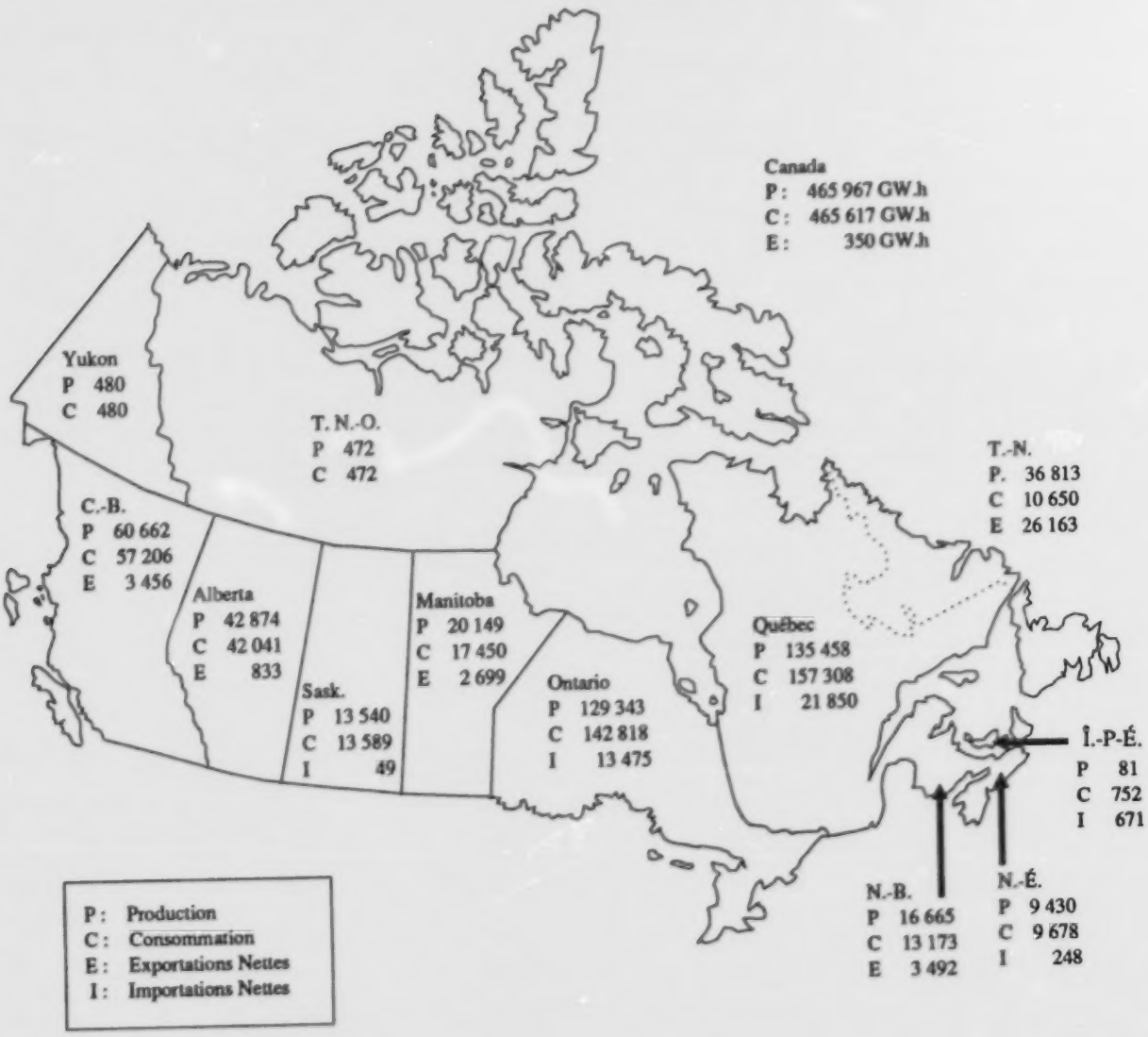


Tableau 5.4. Provinces : consommation d'électricité par habitant

	Consommation par habitant (kW.h/habitant)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1989	1990	1960-1974	1975-1990	1960-1990	1989-1990
T.-N.	3 184	9 226	14 758	18 382	18 586	10,1	3,4	6,1	1,1
Î.-P.-É.	765	2 273	4 177	5 592	5 767	11,1	3,2	7,0	3,1
N.-É.	2 385	4 739	7 988	10 462	10 855	7,9	3,0	5,2	3,8
N.-B.	2 864	6 732	14 850	18 795	18 197	9,2	4,0	6,4	-3,2
Qué.	8 565	11 597	18 735	24 329	23 263	4,1	3,2	3,4	-4,4
Ont.	6 086	9 203	12 422	15 371	14 676	4,3	2,0	3,0	-4,5
Man.	4 932	8 750	13 521	16 183	16 012	6,3	2,1	4,0	-1,1
Sask.	1 750	5 741	10 131	13 535	13 585	11,6	3,7	7,1	0,4
Alb.	2 695	6 194	11 135	16 953	17 022	8,4	4,7	6,3	0,4
C.-B.	8 386	12 124	16 220	18 201	18 267	3,9	2,1	2,6	0,4
Yukon	4 589	11 957	17 085	17 600	18 462	8,3	0,6	4,8	4,9
T. N.-O.	5 304	8 851	11 052	8 818	8 741	3,5	-1,1	1,7	-0,9
Canada	6 184	9 501	13 112	18 029	17 515	4,9	2,7	3,5	-2,9

Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 5.5. Profil et équipement des ménages canadiens, 1990

	Canada	T.-N.	Î.-P.-É.	N.-É	N.-B.	Qué.	Ont.	Man.	Sask.	Alb.	C.-B.
Nombre de ménages (000)	9 624	173	45	318	247	2 533	3 479	388	358	869	1 214
Nombre moyen de personnes par ménage	2.7	3.3	2.8	2.7	2.9	2.6	2.7	2.6	2.6	2.7	2.5
Unifamiliales*(%)	67	87	82	77	81	50	71	76	82	77	71
Électricité pour le chauffage intérieur (%)	33	46	-	23	52	65	21	35	5	2	29
Appareils de climatisation (%)	24	-	-	4	6	13	45	44	32	7	6
Electricité pour l'eau chaude (%)	53	86	18	55	83	87	43	46	25	7	47
Électricité pour la cuisson (%)	94	95	84	87	95	98	92	98	96	90	92
Fours à micro-ondes (%)	68	57	58	68	67	66	68	68	75	77	68
Réfrigérateurs (%)	99	99	100	100	99	99	100	100	100	100	99
Congélateurs (%)	58	74	62	59	67	46	58	69	79	68	58
Lave-vaisselle automatiques (%)	42	21	22	29	30	43	39	38	47	56	47
Lave-linge (%)	79	90	82	81	87	85	75	75	83	79	72
Sécheuses (%)	71	72	64	68	79	79	66	67	80	68	66
Téléviseurs noir et blanc (%)	99	99	100	99	99	99	99	99	99	99	99

**Maisons mobiles incluses*

Source : L'équipement ménager, Statistique Canada, catalogue 64-202

moyenne nationale et celui de l'Î.-P.-É., de 66 % inférieur.

L'ÉQUIPEMENT MÉNAGER

Comme on l'a noté ci-dessus, la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel a augmenté régulièrement. Outre les facteurs économiques, le profil changeant des ménages canadiens et les nouveaux appareils dont ils sont dotés ont également une forte incidence sur la consommation. Le tableau 5.5 présente le profil des ménages et l'équipement ménager par province en 1990.

Depuis 15 ans, le nombre de ménages canadiens est passé de 6,9 millions en 1976 à environ 9,6 millions en 1990, une augmentation nette de 2,7 millions. Toutefois, le nombre moyen de personnes par ménage a diminué de 3,15 à 2,66 personnes, au cours de la même période.

Le nombre d'habitations chauffées à l'électricité a régulièrement augmenté, surtout au Québec, passant de 13 % des ménages en 1976 à 33 % en 1990; le nombre de climatiseurs est passé de 13 % à 24,1 %; les lave-vaisselle de 19 % à 42 %; et le recours à l'électricité pour obtenir de l'eau chaude a lentement augmenté de 50 % en 1976 à 53 % en 1990. L'utilisation de lave-linge a, elle aussi, légèrement augmenté au cours de la même période, de 76 % à 79 %, alors que l'usage des sécheuses augmentait de façon significative, de 51 % à 71 %. À la fin de 1990, les ménages canadiens équipés de réfrigérateurs et de téléviseurs, dont 97 % sont des téléviseurs couleurs, représentaient presque 100 %.

CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Bon nombre de facteurs influent sur la consommation d'électricité : l'activité économique, les phénomènes démographiques, les tarifs, le prix des autres ressources énergétiques, les économies d'énergie, les modifications de politiques, les changements technologiques et le climat. Cependant, l'activité économique d'ensemble (telle que mesurée par le produit intérieur brut ou PIB) est la variable la plus importante. La figure 5.4 démontre l'évolution parallèle du PIB par habitant et de la consommation d'électricité par habitant. Bien que le parallélisme entre la croissance économique du Canada et la consommation d'électricité se soit atténué entre 1979 et 1983, il s'est raffermi depuis 1984.

Tableau 5.6. Demande de pointe par province

	Demande de pointe (MW)					Taux de croissance annuel moyen (%)	
	1960	1970	1980	1989	1990*	1960-1990	1989-1990
T.-N.	245	763	1 538	1 884	1 914	7,1	1,6
Î.-P.-É.	21	55	104	127	135	6,4	6,3
N.-É.	356	814	1 197	1 627	1 773	5,5	9,0
N.-B.	319	726	1 699	2 556	2 756	7,5	7,8
Qué.	5 871	11 127	20 680	29 525	28 344	5,4	-4,0
Ont.	6 391	12 048	17 767	24 300	23 168	4,4	-4,7
Man.	772	1 565	2 681	3 589	3 616	5,3	0,8
Sask.	418	1 028	2 085	2 471	2 388	6,0	-3,4
Alb.	714	1 894	3 879	6 079	6 488	7,6	6,7
C.-B.	2 123	4 492	7 384	9 133	9 346	5,1	2,3
Yukon	19	39	75	81	81	5,0	0,0
T. N.-O.	15	41	81	108	116	7,1	7,4
Canada	17 264	34 592	59 170	81 480	80 125	5,3	-1,7

** Données préliminaires*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, Statistique Canada, catalogue 57-204

DEMANDE DE POINTE

La demande de pointe est la charge (en kilowatts) maximale, nette et moyenne, consommée par un réseau pendant une période d'une heure. Pour l'ensemble du Canada (voir le tableau 5.6), la demande de pointe est passée de 17 264 MW en 1960 à 80 125 MW en 1990, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,3 %[1]. À titre de comparaison, signalons qu'au cours de la même période, la consommation totale connaissait un accroissement annuel moyen de 5,0 %. En 1990, tout comme la demande d'énergie, la demande de pointe au Canada a subi une croissance négative de 1,7 %, due aux températures plus chaudes et à une croissance économique plus lente.

(Avant 1987, *L'Énergie électrique au Canada* indiquait la demande de pointe selon l'année civile qui, toutefois, à compter de 1987, a été remplacée par la demande de pointe hivernale, de novembre à février. Nous avons procédé à ce changement afin que notre période à l'étude corresponde à celle des services d'électricité.)

[1] La demande de pointe au Canada est l'ensemble des demandes de pointe à travers le pays et qui, évidemment, ne coincident pas, ou encore, la somme arithmétique des demandes de pointe provinciales peu importe la période.

FACTEUR DE CHARGE

Le facteur de charge est le rapport entre la demande moyenne et la demande de pointe pendant une période donnée. Plus précisément, il s'agit de la demande (exprimée en kilowatt-heures) divisée par le produit du nombre d'heures de cette période, et multipliée par la demande de pointe en kilowatts. (On obtient le taux annuel moyen en divisant la consommation annuelle d'énergie par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.)

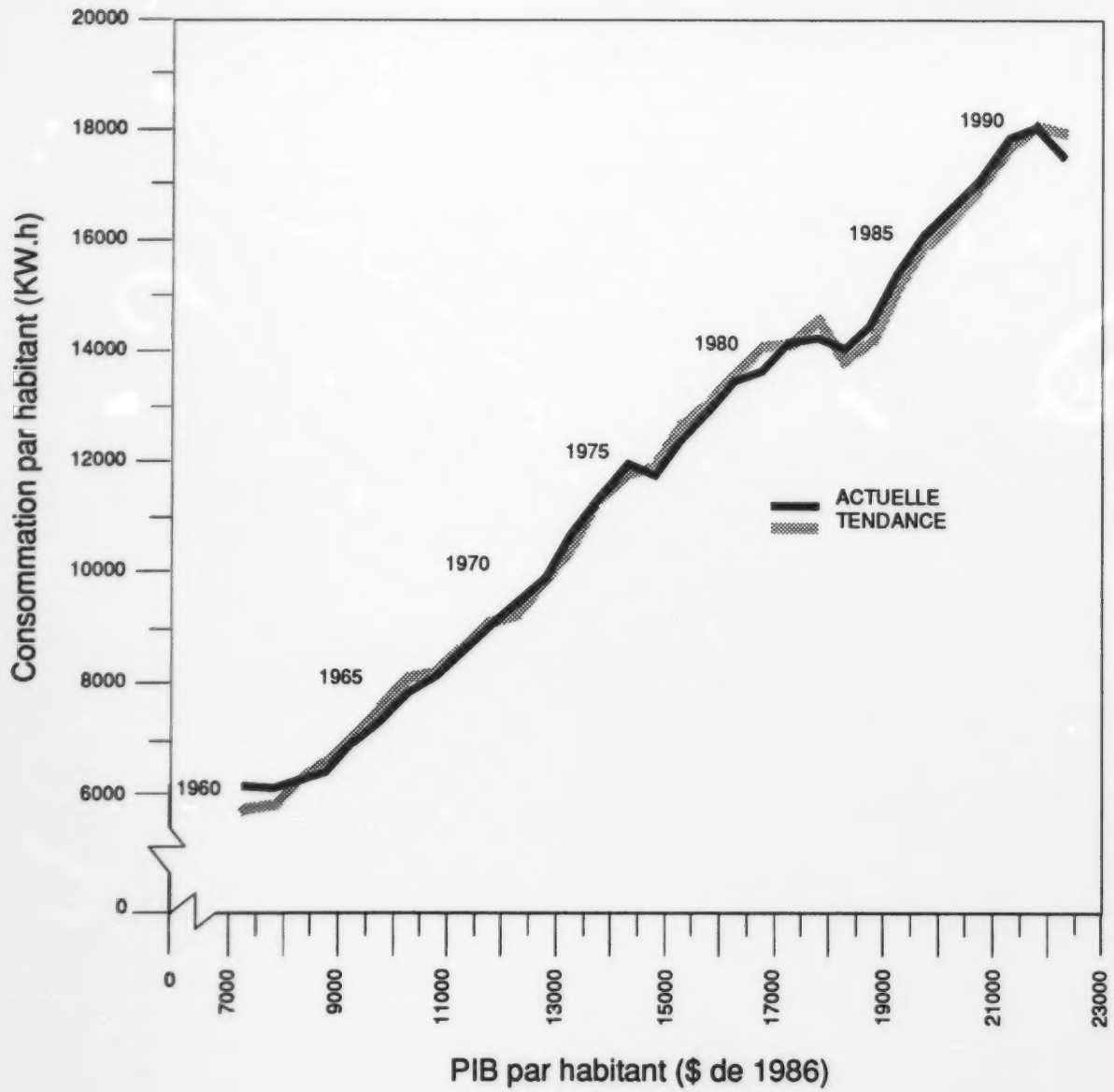
Comme l'indique le tableau 5.7, le facteur de charge est en régression depuis 1960 dans l'ensemble de l'industrie de l'électricité car la demande de pointe s'est accrue plus rapidement que la consommation (5,3 % contre 5,0 %). En 1960, le facteur de charge de l'industrie était de 72,3 %, mais, en 1985, il avait régressé à 65,1 %. Il s'est élevé légèrement à 67,8 % en 1988, pour retomber à 66,3 % en 1990. Depuis 1960, les provinces dotées de centrales thermiques (la Nouvelle-Écosse, l'Ontario, la Saskatchewan et l'Alberta) ont toutes démontré une amélioration de leur facteur de charge.

Tableau 5.7. Facteur de charge par province

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1989	1990
					(%)			
T.-N.	66,5	72,6	71,4	68,7	65,3	64,5	63,6	63,5
Î.-P.-É.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	65,3	63,6
N.-É.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	65,0	62,3
N.-B.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	60,3	54,6
Qué.	85,6	72,5	71,5	67,9	65,3	64,5	62,9	63,4
Ont.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	69,2	70,4
Man.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	55,8	55,1
Sask.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	63,0	65,0
Alb.	55,5	57,1	59,6	64,2	68,2	72,3	77,1	74,0
C.-B.	72,1	71,6	65,5	64,4	66,2	66,1	69,5	69,9
Yukon	53,5	77,8	64,4	60,9	58,0	54,3	62,0	67,6
T. N.-O.	76,1	58,6	85,8	71,3	69,6	70,6	49,7	46,4
Canada	72,3	68,1	66,8	65,7	65,6	65,1	66,2	66,3

Sources : D'après les tableaux 5.1 et 5.6

Figure 5.4. Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1990



6. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

LES SOURCES DE PRODUCTION

L'industrie canadienne de l'électricité, mise sur pied au cours des années 1880, a d'abord fait appel à des centrales thermiques produisant de la vapeur. Il s'agissait à l'époque de pourvoir à l'éclairage des rues et des maisons. Au tournant de la décennie et au cours des années 1890, l'invention et le perfectionnement du moteur électrique ont bouleversé l'industrie qui, en plus de la demande nocturne à des fins d'éclairage, fut appelée à faire tourner ses centrales 24 heures par jour pour répondre aux besoins de l'industrie et des transports (tramways). Après quoi, l'hydro-électricité a rapidement gagné du terrain, vu l'abondance de nos richesses hydrauliques. Tant et si bien qu'en 1920, le taux de pénétration de l'hydro-électricité atteignait 97 % de la production totale du Canada, mais il se mit à glisser pour atteindre 95 % en 1950, puis 92 % vers la fin des années 1960. Le recul, toujours plus marqué, l'a ramené à 62 % en 1990. (Voir le tableau 6.1 et la figure 6.2.)

Quoique les centrales thermiques classiques, surtout les centrales au charbon, aient joué un rôle depuis les débuts de l'industrie de l'électricité, leur part de la production totale n'a pas beaucoup augmenté au fil des ans, conséquence de coûts de production élevés. Cependant, les années 1960 et 1970 marquent un tournant : les centrales thermiques devenaient concurrentielles à mesure que la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés.

Entre 1950 et 1974, les taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services d'électricité à envisager la construction de centrales thermiques. Comme l'indique le tableau 6.1, le taux de pénétration de l'électricité thermique n'était que de 7 % en 1960; il a bondi à 23 % en 1970, pour atteindre 25 % en 1974, année record. Suite au choc pétrolier de 1973-1974, les prix des combustibles fossiles montent en flèche, en moyenne de plus de 15 % de 1975 à 1985. En conséquence, l'apport de l'électricité thermique recule à 22 % en 1980, puis à 20 % en 1985. Avec la chute des prix du pétrole en 1986, la production thermique redevient rentable et sa part remonte à 22 % vers la fin de 1990.

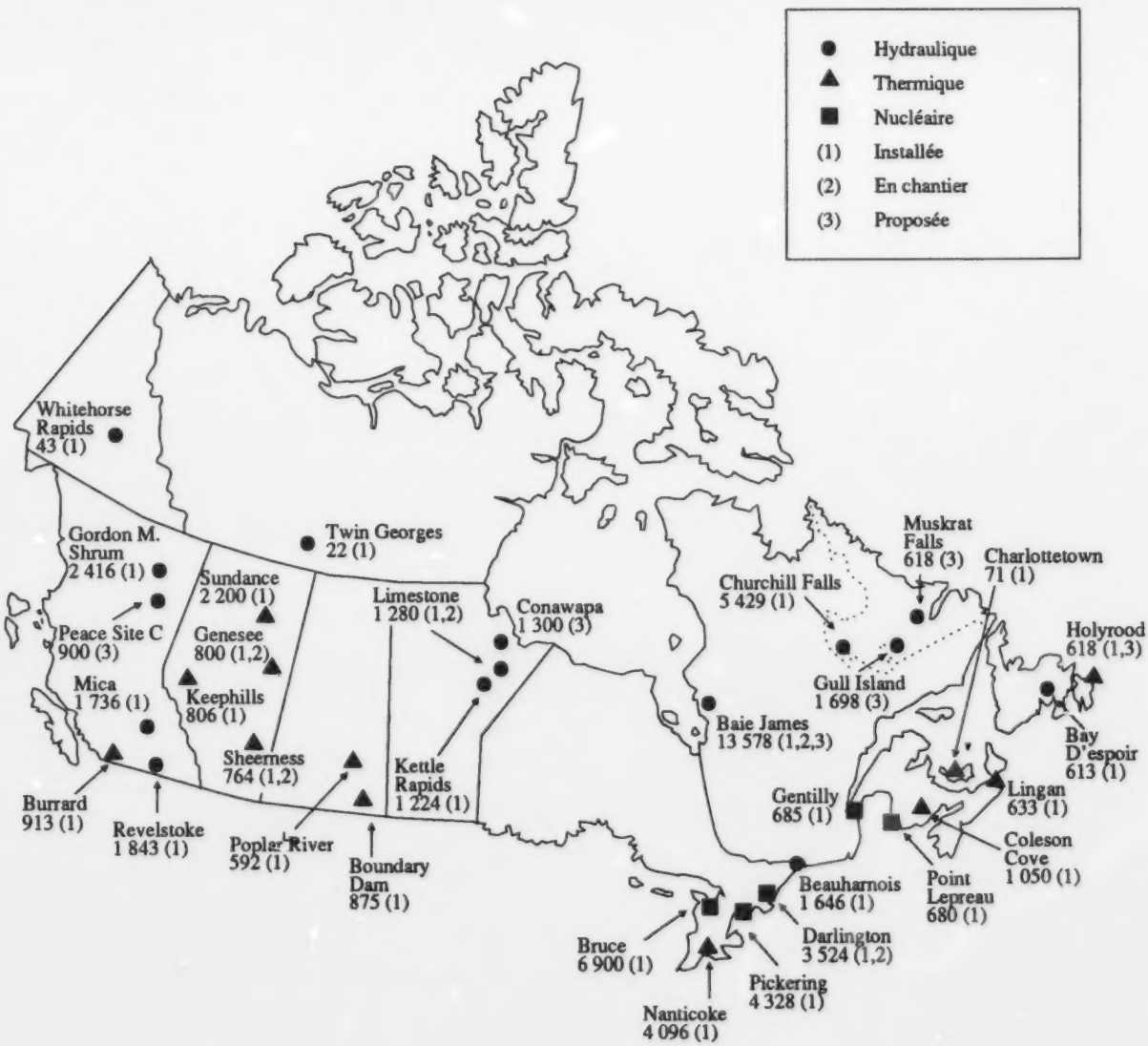
Tableau 6.1. Sources de production d'électricité

Origine	Production d'électricité					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1989	1990	1960-1990	1989-1990
			(GW.h)			(%)	
Hydraulique	105 883	156 709	251 217	287 616	293 121	3,5	1,9
Thermique	8 495	47 045	80 207	119 160	103 983	8,7	-12,7
Nucléaire*	-	969	35 882	75 350	68 837	-	-8,6
Marémotrice**	-	-	-	26	26	-	0,0
Total	114 378	204 723	367 306	482 152	465 967	4,8	-3,4

* *Mise en exploitation commerciale en 1968*
** *Mise en exploitation commerciale en 1984*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202, et Statistique de l'énergie électrique, Statistique Canada, catalogue mensuel 57-001

Figure 6.1. Répartition par province des principales centrales, 1990 (MW)



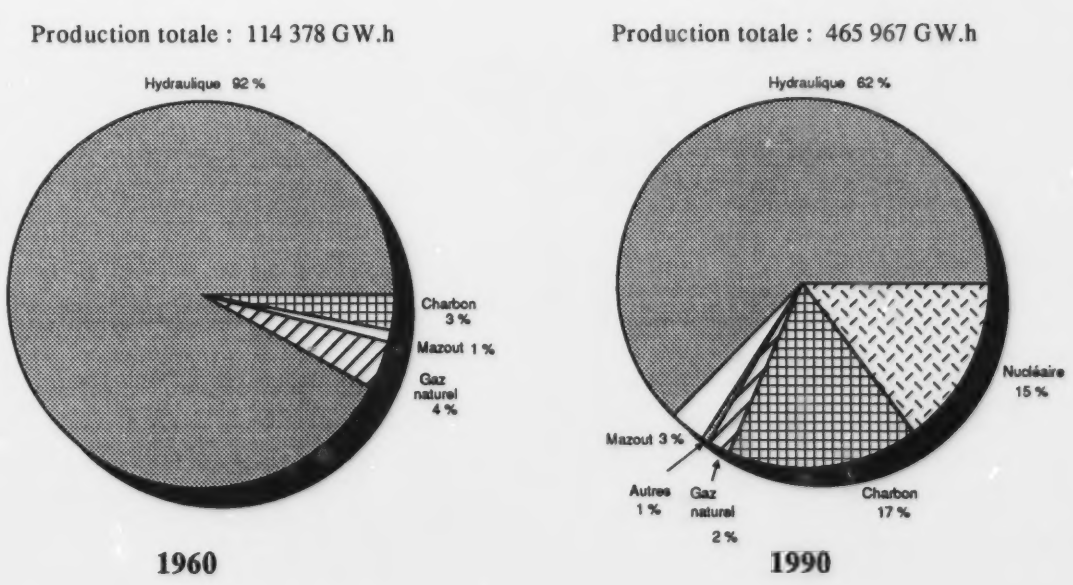
Au Canada, l'électronucléaire voit le jour lors de la mise en service, en 1962, de la centrale nucléaire de Rolphton (Ontario) de 25 MW. En 1968, la centrale de Douglas Point (Ontario) de 220 MW, propriété de L'Énergie atomique Canada ltée, entrait en fonction. Au cours des années 1970, l'électronucléaire s'est imposée comme une importante source d'électricité au Canada et, en 1975, elle représentait 4 % de la production totale. La puissance nucléaire provenait surtout des quatre unités de la centrale de Pickering (Ontario) qui furent terminées entre 1971 et 1973. En 1980, le taux de pénétration de l'électronucléaire a atteint 10 % au pays avec l'entrée en service successive des quatres unités de la centrale de Bruce (Ontario).

En 1985, l'apport de l'électronucléaire atteignait 13 % de la production totale du pays. Entre 1980 et 1985, sept nouvelles centrales nucléaires ont été mises en service : Gentilly 2, au Québec; Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick; et, en Ontario, les unités 5, 6 et 7 de la centrale de Pickering, et les unités 5 et 6 de la centrale de Bruce. Avec la mise en service en 1986, 1987 et 1990 des unités 8 de Pickering, 7 et 8 de Bruce, et 2 de Darlington, la part du nucléaire dans la production d'électricité totale du Canada s'est élevée à 15 % en 1990.

Jusqu'à présent, l'énergie marémotrice ne joue qu'un rôle insignifiant dans la production d'électricité au Canada, mais il est bon de savoir que l'usine marémotrice d'Annapolis (Nouvelle-Écosse), d'une capacité de 20 MW, est la première du genre en Amérique du Nord. Depuis sa mise en service en 1984, l'usine fonctionne sans problèmes majeurs bien qu'elle demande beaucoup plus d'entretien que les centrales hydrauliques classiques.

La production d'électricité au Canada a reculé de 3,4 % en 1990 pour se situer à 465 967 GW.h. C'est une deuxième baisse de la production en autant d'années consécutives. Le recul est attribuable principalement à la récession et aux normes d'émissions. En 1990, la production totale d'électricité au Canada était répartie comme suit : 447 839 GW.h pour la consommation intérieure et 18 128 GW.h à l'exportation. Au tableau 6.1 sont présentées les

Figure 6.2. Production d'électricité par source d'énergie



sources de production, et la figure 6.1 indique les principales centrales de chaque province.

Entre 1960 et 1990, l'apport de l'hydro-électricité a chuté de 92 % à 62 %. (Voir la figure 6.2.) De même, la production d'électricité à partir du gaz naturel était en régression : de 4 % en 1960, elle n'était plus que de 2 % en 1990. Au cours de la même période, la production à partir du mazout s'est légèrement accrue, passant de 1 % à 3 %. Suite au premier choc pétrolier de 1973-1974, les services d'électricité se sont détournés du gaz naturel et du mazout pour la production d'électricité de base. Toutefois, tel que noté ci-dessus, la chute des prix du pétrole de 1986 a eu pour effet de rendre plus rentable la production d'électricité à partir de cette source.

La production nucléaire enregistrait les gains les plus spectaculaires, passant de zéro en 1960 à environ 15 % de la production totale d'électricité en 1990. Quant à la production à partir de charbon, sa part est passée de 3 % à 17 % durant la même période. C'est l'hydro-électricité qui en a fait les frais. Depuis 1960, sa part de la production totale a considérablement diminué du fait que la plupart des aménagements hydrauliques rentables du pays sont exploités et que l'uranium et le charbon sont relativement peu coûteux.

Au tableau 6.2, on trouve la production d'électricité par source d'énergie en 1990. À Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, plus de 94 % de la production d'électricité était d'origine hydraulique. En Alberta, près de 82 % de la production totale provenait de centrales au charbon. En Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, cette proportion atteignait 64 % et 60 %, respectivement. En Ontario, la production provenant de centrales nucléaires, hydrauliques et au charbon s'équilibre alors qu'au Nouveau-Brunswick, la produc-

Tableau 6.2. Production d'électricité par source d'énergie, 1990

	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total
				(GW.h)			
T.-N.	0	1 881	0	0	34 932	0	36 813
Î.-P.-É.*	107	81	0	0	0	0	188
N.-É.	5 680	2 470	0	0	1 150	130	9 430
N.-B.	1 140	6 293	0	5 338	3 484	303	16 558
Qué.	0	1 908	0	4 146	129 404	0	135 458
Ont.	26 352	1 087	2 000	59 353	40 225	326	129 343
Man.	345	5	8	0	19 747	44	20 149
Sask.	8 623	14	507	0	4 220	176	13 540
Alb.	35 195	0	5 123	0	2 060	496	42 874
C.-B.	0	688	1 569	0	57 245	1 160	60 662
Yukon	0	57	0	0	423	0	480
T. N.-O.	0	215	0	0	257	0	472
Canada	77 442	14 699	9 207	68 837	293 147	2 635	465 967

** Î.-P.-É. détient une participation de 10 % dans l'unité 2 de la centrale au charbon de Dalhousie au Nouveau-Brunswick.*

Source : Énergie, Mines et Resources Canada

tion provinciale provient à la fois de centrales nucléaires, hydrauliques, au charbon et au mazout.

L'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces à posséder des centrales nucléaires. En 1990, le taux de pénétration de l'électricité d'origine nucléaire était de 46 % en Ontario, de 32 % au Nouveau-Brunswick et de 3 % au Québec. Le gaz naturel, lui, est surtout utilisé par des industries qui s'auto-alimentent. À l'exception de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, les centrales au mazout fonctionnent surtout comme groupes de pointe.

LA PRODUCTION PAR PROVINCE

On trouvera au tableau 6.3 la ventilation par province de la production d'électricité entre 1960 et 1990 ainsi que les taux d'accroissement observés de 1989 à 1990 et au cours de la période 1960-1990. Pour ce qui est du taux d'accroissement annuel moyen, Terre-Neuve arrive au premier rang avec 11,2 %, résultat qu'il faut surtout attribuer à la mise en service complète de la centrale de Churchill Falls (5 429 MW) au Labrador en 1974. Plus de 90 % de l'électricité qui y est produite est destinée au Québec en vertu d'un contrat qui prend fin en 2041.

Entre 1960 et 1990, la production de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) a connu d'importantes fluctuations. L'Î.-P.-É. possède des centrales de dimensions relativement faibles dont l'exploitation est dispendieuse du fait qu'elles consomment du mazout. En 1977, une interconnexion lui permettant d'acheter de l'énergie au Nouveau-Brunswick a été mise en service. L'Î.-P.-É. a acquis en 1981 une participation de 10 % dans la centrale mixte de 200 MW (mazout/charbon) de Dalhousie (N.-B.). Grâce à ces deux mesures (interconnexion et propriété conjointe), l'Î.-P.-É. a eu moins souvent recours à ses propres centrales au mazout.

Tableau 6.3. Production d'électricité par province

	Production d'électricité					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1989	1990	1960-1990	1989-1990
			(GW.h)			(%)	
T.-N.	1 512	4 854	46 374	34 864	36 813	11,2	5,6
Î.-P.-É.	79	250	127	233	188	2,9	-19,3
N.-É.	1 814	3 511	6 868	9 168	9 430	5,7	2,9
N.-B.	1 738	5 142	9 323	17 460	16 558	7,8	-5,2
Qué.	50 433	75 877	97 917	144 848	135 458	3,4	-6,5
Ont.	35 815	63 857	110 283	141 437	129 343	4,4	-8,6
Man.	3 742	8 449	19 468	18 741	20 149	5,8	7,5
Sask.	2 204	6 011	9 204	13 501	13 540	6,2	0,3
Alb.	3 443	10 035	23 451	43 335	42 874	8,8	-1,1
C.-B.	13 409	26 209	43 416	57 655	60 662	5,2	5,2
Yukon	89	224	381	440	480	5,8	9,1
T. N.-O.	100	304	494	470	472	5,3	0,4
Canada	114 378	204 723	367 306	482 152	465 967	4,8	-3,4

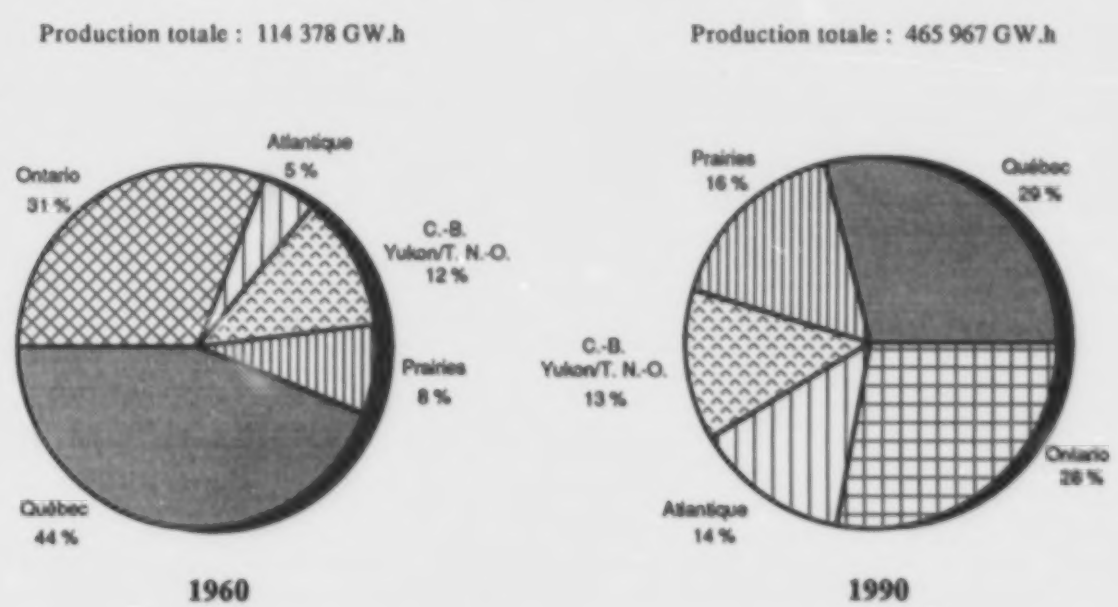
Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

Tableau 6.4. Sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité au Canada

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988	1989	1990
Charbon (10^3 tonnes)	1 674	7 004	13 786	16 567	27 785	39 456	43 332	45 975	47 341	41 822
Mazout (10^3 mètres cubes)	328	871	1 869	2 309	2 867	1 391	2 048	2 615	4 410	3 888
Gaz naturel (10^6 mètres cubes)	1 069	1 679	1 992	4 009	1 875	1 223	2 847	3 628	5 247	3 084
Uranium (tonnes)	0	2	16	194	685	1 086	1 303	1 358	1 284	1 386

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 6.3. Production d'électricité par région



En 1990, la production d'électricité à l'Î.-P.-É., au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario et en Alberta a connu une croissance négative. (Voir le tableau 6.3.) En Ontario, cette baisse est due au faible rendement des centrales nucléaires, aux normes d'émissions et à un recul de la demande.

À la figure 6.3 est illustrée la production d'électricité par région. Le Québec est le premier producteur canadien depuis 1960, mais sa part du total, en baisse, est passée de 44 % en 1960 à 29 % en 1990. L'Ontario occupait le deuxième rang avec 28 % en 1990 contre 31 % en 1960. La Colombie-Britannique conserve le troisième rang avec 13 % de la production totale au Canada. Les taux d'accroissement de la production d'électricité pour Terre-Neuve, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta surpassaient tous ceux du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique au cours des années 1960 à 1990. Les parts de production d'électricité des provinces de l'Atlantique et de l'Ouest augmentent donc au détriment des trois premières provinces.

LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

En raison du développement rapide du parc de centrales au charbon au cours des années 1960 et 1970, la consommation de charbon était d'environ dix fois plus élevée en 1975 qu'en 1960; au cours de la décennie suivante, elle a plus que doublé. Toutefois, depuis quelques années, la quantité de charbon utilisée pour produire de l'électricité n'augmente plus aussi rapidement, une conséquence des préoccupations environnementales.

Pour ce qui est de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de mazout, elle a atteint un sommet entre le milieu des années 1970 et 1980. Depuis lors, on observe un repli prononcé. Toutefois, suite à l'effondrement du cours mondial du pétrole en 1986, la situation

Tableau 6.5. Sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité par province, 1990

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel (10^6 m^3)	Uranium (tonnes)
T.-N.	0	493 556	0	0
Î.-P.-É.	45	46 000	0	0
N.-É.	2 184	614 000	0	0
N.-B.	510	1 634 560	0	100
Qué.	0	346 495	0	91
Ont.	9 546	455 000	1 141	1 210
Man.	298	1 379	2	0
Sask.	7 458	4 455	167	0
Alb.	21 781	0	1 332	0
C.-B.	0	198 909	442	0
Yukon	0	17 299	0	0
T. N.-O.	0	76 000	0	0
Canada	41 822	3 887 653	3 084	1 386

Note : 1 M^3 mazout = 6,3 barils — *Un baril de mazout représente 5 800 000 Btu.*
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3 — *Un pied cube de gaz naturel représente 1 000 Btu.*
1 tonne = 1 000 kg — *Un gramme d'uranium représente 603 825 Btu.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

s'est rétablie et il est de nouveau rentable pour les services d'électricité d'utiliser le mazout et le gaz naturel pour la production d'électricité. (Voir le tableau 6.4.) Grâce à la croissance de la capacité nucléaire depuis 1970, l'utilisation de l'uranium a augmenté radicalement au Canada, et particulièrement en Ontario.

En 1990, les provinces situées à l'ouest du Québec ont continué d'alimenter des turbines à gaz et des groupes diesel à même les réserves canadiennes de pétrole, surtout du pétrole brut léger et du diesel. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, du diesel canadien a été utilisé pour alimenter les groupes électrogènes desservant les petites collectivités éloignées. Mais le pétrole consommé au Québec et dans les provinces atlantiques provenait de l'étranger.

En 1990, près de 62 % du charbon consommé en Ontario était importé des États-Unis, le reste provenant de l'Ouest canadien. Le Manitoba était tributaire du charbon de la Saskatchewan, alors que l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick utilisaient leurs propres ressources de charbon. La Saskatchewan dépendait essentiellement de son propre charbon, mais en achetait également de l'Alberta.

Tableau 6.6. Émissions dues à la production d'électricité, 1990

	SO_2 (1 000 tonnes)	NO_x (1 000 tonnes)	CO_2 (1 000 tonnes)
Terre-Neuve	24	0	1 585
Île-du-Prince-Édouard	2	1	243
Nouvelle-Écosse	143	30	6 846
Nouveau-Brunswick	141	0	6 489
Québec	12	0	1 113
Ontario	196	121	27 403
Manitoba	3	2	499
Saskatchewan	76	31	10 220
Alberta	109	89	39 777
Colombie-Britannique	0	0	1 449
Yukon	0	0	56
Territoires du Nord-Ouest	0	0	244
Total des services d'électricité	706	274	95 924
Total canadien dû à la production d'énergie	1 371	1 900	508 000
Part des services d'électricité (%)	51	14	19

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

ÉMISSIONS DUES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Comme l'indique le tableau 6.1, les centrales thermiques classiques ont généré 103 983 GW.h, ce qui représente 22 % de la production totale d'électricité au Canada en 1990. Ces centrales ont utilisé une quantité impressionnante de combustibles fossiles : 42 millions de tonnes de charbon; 3,9 millions de mètres cubes de mazout; et, 3 084 millions de mètres cubes de gaz naturel. (Voir le tableau 6.5.)

Lorsqu'ils brûlent, ces combustibles laissent échapper du gaz carbonique, de l'anhydride sulfureux, de l'oxyde d'azote, etc. En 1990, les services d'électricité, surtout ceux de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario, de la Saskatchewan et de l'Alberta, ont ensemble émis 0,7 million de tonnes d'anhydride sulfureux, 0,3 million de tonnes d'oxyde d'azote et 84 millions de tonnes de gaz carbonique. Au Canada, les services d'électricité sont responsables, respectivement, de 51 %, de 14 % et de 19 % des émissions totales de SO_2, NO_x et de CO_2. (Voir le tableau 6.6.)

7. LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ET LA MARGE DE RÉSERVE

Comme on le mentionnait au chapitre 6, le Canada a d'abord fait appel à des centrales thermiques. Toutefois, il devint vite évident que, pour répondre à la demande croissante, il était plus économique de produire de l'hydro-électricité. En 1920, son taux de pénétration atteignait 86 % et bondissait à 94 % en 1945. Depuis lors, il a peu à peu glissé pour atteindre environ 81 % en 1960, puis 57 % en 1990. (Voir le tableau 7.1.)

Plusieurs facteurs ont contribué au recul de l'apport de l'hydro-électricité au niveau de la capacité de production depuis la fin de la Deuxième Guerre mondiale. En 1945, la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés. De plus, entre 1950 et 1974, le taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services d'électricité à construire des centrales thermiques au cours de cette période. Enfin, au début des années 1960, le Canada entreprit de mettre au point une nouvelle source d'énergie, l'électronucléaire, pour répondre à la demande future d'électricité.

ACCROISSEMENT DU PARC

À cause d'une réduction de la demande et des efforts consentis en matière d'économies d'énergie, le parc de centrales ne s'est pas beaucoup agrandi en 1990.

En février 1990, Ontario Hydro inaugurait, à sa centrale nucléaire de Darlington, l'unité 2 d'une puissance nominale de 935 MW et dont la capacité de production est de 881 MW. Au printemps, Hydro-Québec mettait en service deux unités d'une puissance nominale de 532 MW à sa centrale hydro-électrique Manic 5. Au Manitoba, les unités 1, 2 et 3 (3 x 128 MW) du projet hydro-électrique de Limestone entraient en service de septembre à décembre 1990. En octobre 1990, la TransAlta Utilities Corporation et Alberta Power Limited inauguraient la deuxième unité de la centrale au charbon de Sheerness, dont elles sont propriétaires à parts égales. L'augmentation de la capacité installée s'est donc élevée, en 1990, à 2 238 MW dont 935 MW provenaient de l'électronucléaire, 916 MW de l'hydro-électricité, 383 MW du charbon, 4 MW du mazout. Entretemps, les trois unités de la centrale au gaz naturel de Rossdale (78 MW), dont Edmonton Power est

Tableau 7.1. Capacité installée par source d'énergie, 1960-1990

	Capacité installée					Taux de croissance annuel moyen	
Origine	1960	1970	1980	1989	1990	1960-1990	1989-1990
			(MW)			(%)	
Hydraulique	18 643	28 298	47 770	58 445	59 361	3,9	1,6
Thermique	4 392	14 287	28 363	30 892	31 201	6,8	1,3
Nucléaire*	0	240	5 866	12 603	13 538	-	7,4
Marémotrice**	0	0	0	20	20	-	0,0
Total	23 035	42 825	81 999	101 960	104 120	5,2	2,1

* *Exploitée commercialement depuis 1968*
** *Exploitée commercialement depuis 1984*

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

propriétaire, cessaient toute activité en octobre 1990. (Voir le tableau 7.1.)

LA CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE ET PAR PROVINCE

Le tableau 7.2 présente la ventilation de la capacité installée par source d'énergie et par province en 1990. Bien que le taux de pénétration de l'hydro-électricité ait diminué, cette source d'énergie demeure la plus importante source d'électricité au Canada. En 1990, le taux de pénétration de l'hydro-électricité en regard de la capacité installée totale était de 57 % contre 81 % en 1960. (Voir la figure 7.1.)

Durant les années 1960 et au début des années 1970, le Québec possédait la plus grande capacité installée du Canada. Toutefois, depuis le milieu des années 1970, l'Ontario l'a devancé sur ce plan. En 1990, la capacité installée ontarienne représentait 32 % de la capacité totale au Canada, suivie de celle du Québec avec 28 % et de la Colombie-Britannique avec 12 %. Les réseaux électriques de ces trois provinces représentaient dans l'ensemble plus de 72 % de la capacité installée totale du Canada. Entre 1960 et 1990, ce sont les provinces de l'Atlantique qui ont augmenté le plus leur capacité : leur part était de 13 % en 1990 contre 5 % en 1960. Cette augmentation provient principalement de l'achèvement de la centrale de Churchill Falls au Labrador en 1974 qui a considérablement augmenté la capacité installée de Terre-Neuve. (Voir la figure 7.2.) Au tableau 7.3 est présentée la capacité installée par province pour la période de 1960-1990.

LES PRINCIPALES CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES DU CANADA

Le Canada est un chef de file mondial dans la construction de grandes centrales hydro-électriques. On trouve au tableau 7.4 les dix centrales les plus importantes au Canada en 1990. Churchill Falls, la plus grande centrale canadienne, avec ses 5 429 MW, est la sixième en importance au monde avec sa capacité de production actuelle. Située dans la région de la baie James au Québec, La Grande 2, la deuxième centrale hydro-électrique au Canada avec ses 5 328 MW, se classe septième sur le plan mondial, et La Grande 4,

Tableau 7.2. Capacité installée par source et par province, 1990

	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total
				(MW)			
T.-N.	0	804	0	0	6 656	5	7 465
Î.-P.-É.	20	102	0	0	0	0	122
N.-É.	1 162	595	0	0	386	19	2 162
N.-B.	317	1 556	0	680	903	62	3 518
Qué.	0	1 100	8	685	27 061	5	28 859
Ont.	10 552	2 527	445	12 173	7 796	72	33 565
Man.	404	17	4	0	4 025	23	4 473
Sask.	1 532	24	432	0	836	22	2 846
Alb.	5 244	15	1 954	0	734	336	8 283
C.-B.	0	244	1 033	0	10 849	370	12 503
Yukon	0	45	0	0	82	0	127
T. N.-O.	0	124	20	0	53	0	197
Canada	19 238	7 153	3 896	13 538	59 381	914	104 120

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

également au Québec, y occupe le quatorzième rang. En Colombie-Britannique, la centrale Gordon M. Shrum et, au Québec, la centrale La Grande 3 se classent respectivement au 18e et au 21e rang parmi les plus grandes centrales hydro-électriques au monde en 1990[1].

Des dix plus grandes centrales canadiennes, cinq sont situées au Québec, principalement dans la région de la baie James, trois en Colombie-Britannique, et Terre-Neuve et l'Ontario en possèdent chacune une. Ces dix centrales ont une capacité installée totale de 25 932 MW et, en 1990, elles représentaient environ 44 % de la capacité hydro-électrique canadienne.

[1] *International Water Power and Dam Construction, juin 1991.*

LES PRINCIPALES CENTRALES THERMIQUES CLASSIQUES AU CANADA

Durant les années 1950 et au début des années 1960, les services d'électricité au Canada ont construit des centrales thermiques dont chaque unité avait une puissance nominale de 150 MW, bien que certaines d'entre elles pouvaient atteindre 300 MW. Depuis lors, suite aux progrès techniques, aux prix stables et peu élevés des combustibles fossiles, et à un fort accroissement de la demande d'électricité, certains services d'électricité en Ontario et en Alberta ont construit de plus grandes centrales thermiques. Par exemple, les unités des centrales au charbon de Lambton et de Nanticoke construites par Ontario Hydro ont une puissance nominale de 510 MW et de 512 MW respectivement, alors que la centrale au mazout de Lennox possède quatre unités de 550 MW. Les services d'électricité albertains ont construit des centrales au charbon dont les unités ont une puissance nominale de 400 MW.

On trouve au tableau 7.5 la liste des dix plus grandes centrales thermiques au Canada en 1990. Sept des dix centrales utilisent le

Tableau 7.3. Capacité installée par province, 1960-1990

	Capacité installée					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1989	1990	1960-1990	1989-1990
			(MW)			(%)	
T.-N.	314	1 248	7 195	7 465	7 465	11,1	0,0
Î.-P.-É.	37	77	118	122	122	4,1	0,0
N.-É.	507	931	2 029	2 162	2 162	5,0	0,0
N.-B.	402	1 201	2 795	3 518	3 518	7,5	0,0
Qué.	8 920	14 047	20 531	28 323	28 859	4,0	1,9
Ont.	7 109	13 700	25 796	32 630	33 565	5,3	2,9
Man.	1 043	1 794	4 142	4 089	4 473	5,0	9,4
Sask.	761	1 533	2 340	2 846	2 846	4,5	0,0
Alb.	915	2 674	5 807	7 978	8 283	7,6	3,8
C.-B.	2 963	5 473	10 525	12 503	12 503	4,9	0,0
Yukon	31	58	94	127	127	4,8	0,0
T. N.-O.	33	89	180	197	197	6,1	0,0
Canada	23 035	42 825	81 999*	101 960	104 120	5,2	2,1

**Inclut des données confidentielles non disponibles par province*

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

charbon comme combustible, deux le mazout et une le gaz naturel. Cinq des plus grandes centrales thermiques sont situées en Ontario où la densité de la population permet d'importantes économies d'échelle. Deux des centrales sont situées en Alberta, et le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique en ont chacune une. La capacité totale de ces centrales est de 17 780 MW, soit 58 % de la capacité installée thermique classique pour tout le Canada.

LES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA

Au début des années 1960, le Canada a entrepris de mettre au point l'électronucléaire comme nouvelle source d'énergie capable de répondre à la demande future d'électricité. En 1990, le Canada possédait et exploitait 19 réacteurs CANDU de 500 MW et plus, dont la capacité installée nette est de 12 748 MW. Ils sont tous situés en Ontario sauf la centrale de Point Lepreau 1 au Nouveau-Brunswick et Gentilly 2 au Québec. Le tableau 7.6 indique les principales centrales électronucléaires au Canada, selon leur date de mise en service.

Les réacteurs CANDU (des réacteurs à eau lourde pressurisée) se sont révélés être parmi les meilleurs réacteurs nucléaires au monde en termes de rentabilité, de sécurité et de performance. La figure 7.3 indique que, parmi la performance à vie de quatre types de réacteurs nucléaires, le CANDU possédait, au 30 juin 1991, le facteur d'utilisation le plus élevé. En termes de performance à vie de 343 réacteurs nucléaires de grandes dimensions à travers le monde, les réacteurs CANDU du Canada comptent trois des dix meilleurs réacteurs. (Voir la figure 7.4.)

LA CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE

Parce que les nouvelles installations de production doivent être planifiées et construites bien avant qu'on en ait besoin, les services d'électricité sont constamment aux prises avec la tâche difficile de prévoir la demande d'électricité. Si leurs planificateurs envisagent une période de croissance rapide dans le futur, alors de nouvelles

Figure 7.1. Capacité installée par source d'énergie

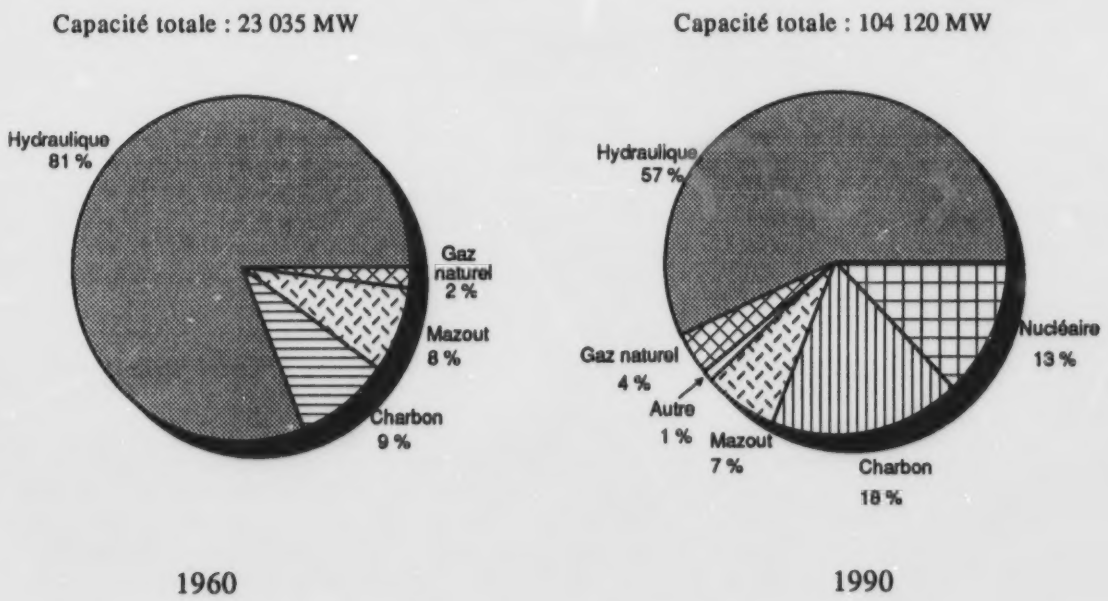
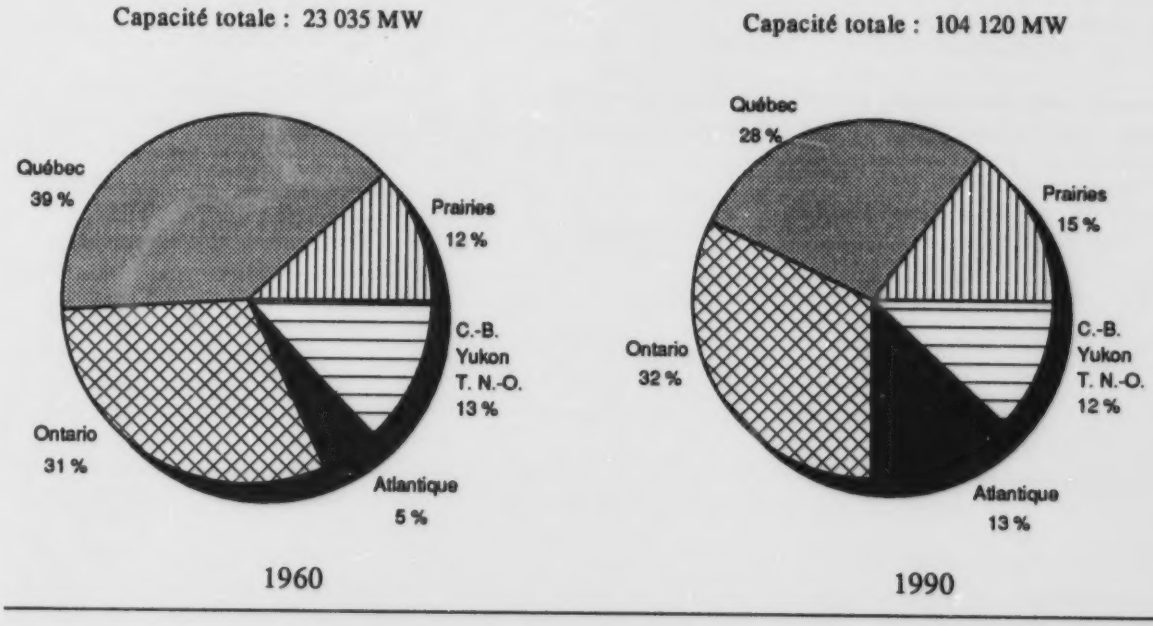


Figure 7.2. Capacité installée par région



centrales devront être construites afin de répondre à une demande accrue. Ainsi, lorsque de nouvelles centrales sont achevées et que la demande prévue ne se fait pas sentir, le service d'électricité possède une capacité excédentaire. Par exemple, au début des années 1970, la construction de nouvelles centrales a été entreprise parce qu'on prévoyait le maintien d'une croissance rapide de la demande d'électricité. Lorsque la croissance de la demande a brusquement ralenti vers la fin de cette décennie, la capacité de certaines des centrales nouvellement construites est devenue excédentaire par rapport à la demande intérieure.

La productibilité, plutôt que la capacité de production, détermine la capacité excédentaire. La productibilité est la charge maximale de toutes les installations d'une province (ou du pays) durant une heure de demande de pointe. Elle peut différer de la valeur de puissance nominale affichée par la plaque signalétique de l'équipement.

Ces écarts peuvent être attribués à plusieurs facteurs dont (i) le niveau des eaux dans les réservoirs, ce qui a pour conséquence une plus grande hauteur de chute et une plus grande production que la puissance nominale de la plaque signalétique; (ii) l'impossibilité de coupler simultanément en mode connecté toutes les unités du réseau; ou, encore, (iii) une faible hydraulicité, la glace et un équipement peu fiable, ce qui peut avoir pour conséquence une productibilité au-dessous de la capacité.

LA MARGE DE RÉSERVE ACTUELLE

La marge de réserve d'un réseau est définie comme l'excédent de la productibilité (pour la demande intérieure) par rapport à la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur au cours de l'année, exprimé en pourcentage de cette charge de pointe ferme. Au tableau 7.7, on trouve la marge de

réserve des dix provinces et des deux territoires pour 1990. Les services d'électricité du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest possèdent une marge de réserve élevée puisqu'ils ont besoin d'aménager des génératrices de plus dans les communautés éloignées qu'ils desservent. Les génératrices additionnelles permettent aux services d'électricité de fournir le service lorsque survient une défaillance dans le réseau.

LES RÉSERVES DE PUISSANCE REQUISES

Habituellement, un réseau réserve une certaine quantité de puissance (exprimée en pourcentage de la demande de pointe)

Tableau 7.4. Principales centrales hydro-électriques au Canada, 1990

Rang	Centrale	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Churchill Falls	Terre-Neuve	5 429	1971
2	La Grande 2	Québec	5 328	1979
3	La Grande 4	Québec	2 651	1984
4	Gordon M. Shrum	C.-B.	2 416	1968
5	La Grande 3	Québec	2 304	1982
6	Revelstoke	C.-B.	1 843	1984
7	Mica	C.-B.	1 736	1976
8	Beauharnois	Québec	1 645	1932
9	Manic 5	Québec	1 292	1970
10	Sir Adam Beck 2	Ontario	1 288	1954

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206, 1989

Tableau 7.5. Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1990

Rang	Centrale	Combustible	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Nanticoke	charbon	Ontario	4 096	1973
2	Lakeview	charbon	Ontario	2 400	1962
3	Lennox	mazout	Ontario	2 200	1976
4	Sundance	charbon	Alberta	2 200	1970
5	Lambton	charbon	Ontario	2 040	1969
6	Richard L. Hearn	charbon	Ontario	1 200	1951
7	Coleson Cove	mazout	N.-B.	1 050	1976
8	Burrard	gaz naturel	C.-B.	913	1962
9	Boundary Dam	charbon	Sask.	875	1959
10	Keephills	charbon	Alberta	806	1983

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statisitque Canada, catalogue 57-206, 1989

afin d'entretenir l'équipement, de planifier les interruptions et de répondre aux demandes de pointe à l'improviste. Cette puissance est appelée réserve de puissance requise et varie d'un service d'électricité à l'autre, selon les types de centrales d'un réseau particulier. À la colonne 4 du tableau 7.7, on retrouve les réserves de puissance requises pour chaque province et territoire pour 1990.

LA CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE NETTE

La capacité excédentaire nette est définie comme la marge de réserve moins les réserves de puissance requises. Le tableau 7.7. présente la capacité de production excédentaire nette par province et pour le Canada dans son ensemble en 1990. Toutes les provinces, sauf le Nouveau-Brunswick et la Colombie-Britannique, ont de faibles capacités excédentaires nettes en 1990. La moyenne pondérée canadienne est d'environ 3 %.

LE POTENTIEL HYDRO-ÉLECTRIQUE DU CANADA

Au Canada, il reste à ce jour un potentiel hydraulique considérable à mettre en valeur. (Voir le tableau 7.8 et l'annexe C.) Bien qu'une bonne partie des sites ne seront jamais aménagés en raison de leur éloignement des centres de consommation, d'un relief peu propice ou de considérations d'ordre environnemental, on prévoit cependant que bon nombre de sites seront mis en valeur au cours des 20 ou 25 prochaines années. C'est au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve, que l'on retrouve les rivières possédant la plupart des emplacements propices. L'énergie marémotrice offre des perspectives en Nouvelle-Écosse, au Québec et en Colombie-Britannique.

Tableau 7.6. Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1990

	Centrale	Province	Puissance nominale nette (MW)	Année de mise en service
1	Pickering A1	Ontario	515	1971
2	Pickering A2	Ontario	515	1971
3	Pickering A3	Ontario	515	1972
4	Pickering A4	Ontario	515	1973
5	Bruce A1	Ontario	769	1977
6	Bruce A2	Ontario	769	1977
7	Bruce A3	Ontario	769	1978
8	Bruce A4	Ontario	769	1979
9	Point Lepreau 1	N.-B.	635	1983
10	Pickering B5	Ontario	516	1983
11	Gentilly 2	Québec	638	1983
12	Pickering B6	Ontario	516	1984
13	Bruce B6	Ontario	837	1984
14	Pickering B7	Ontario	516	1985
15	Bruce B5	Ontario	860	1985
16	Pickering B8	Ontario	516	1986
17	Bruce B7	Ontario	860	1986
18	Bruce B8	Ontario	837	1987
19	Darlington 2	Ontario	881	1990

Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 7.7. Capacité excédentaire au Canada, 1990

	Productibilité destinée à la demande intérieure (1)	Demande de pointe ferme intérieure (2)	Marge de réserve (3)= ((1)-(2)) / (2)	Réserves de puissance requises (4)*	Capacité excédentaire nette (5)= (3)-(4)
	(MW)		(%)		
T.-N.**	1 871	1 484	26	17	9
Î.-P.-É.	148	119	24	15	9
N.-É.	2 077	1 670	24	20	4
N.-B.	2 869	2 574	12	20	-8
Québec	32 765	29 165	12	10	2
Ontario	30 865	23 761	30	24	6
Manitoba	4 287	3 522	22	15	7
Sask.	3 005	2 356	28	15	13
Alb.	7 767	6 270	24	22	2
C.-B.	11 237	9 832	14	15	-1
Yukon	128	82	56	19	37
T. N.-O.	192	108	84	30	54
Canada	97 211	80 943	20	17	3

** Exprimées en pourcentage de la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur.*
*** N'inclut pas le Labrador.*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, Statistique Canada, catalogue 57-204

Tableau 7.8. Puissance hydro-électrique au Canada, 1990

Province ou territoire	Exploitée ou en chantier	Potentiel non aménagé		
		brut*	aménageable**	envisagé***
		(MW)		
Terre-Neuve	6 656	5 201	4 623	2 395
Î.-P.-É.	0	0	0	0
Nouvelle-Écosse	386	8 499	8 499	0
Nouveau-Brunswick	903	940	600	440
Québec	29 572	68 497	37 055	15 453
Ontario	7 796	12 385	12 385	4 024
Manitoba	4 921	8 190	5 090	5 090
Saskatchewan	836	2 189	935	870
Alberta	734	18 813	9 762	1 923
Colombie-Britannique	10 849	33 154	18 185	10 555
Yukon	82	18 583	13 701	350
Territoires du Nord-Ouest	53	9 229	9 201	2 473
Canada	62 788	185 680	120 036	43 573

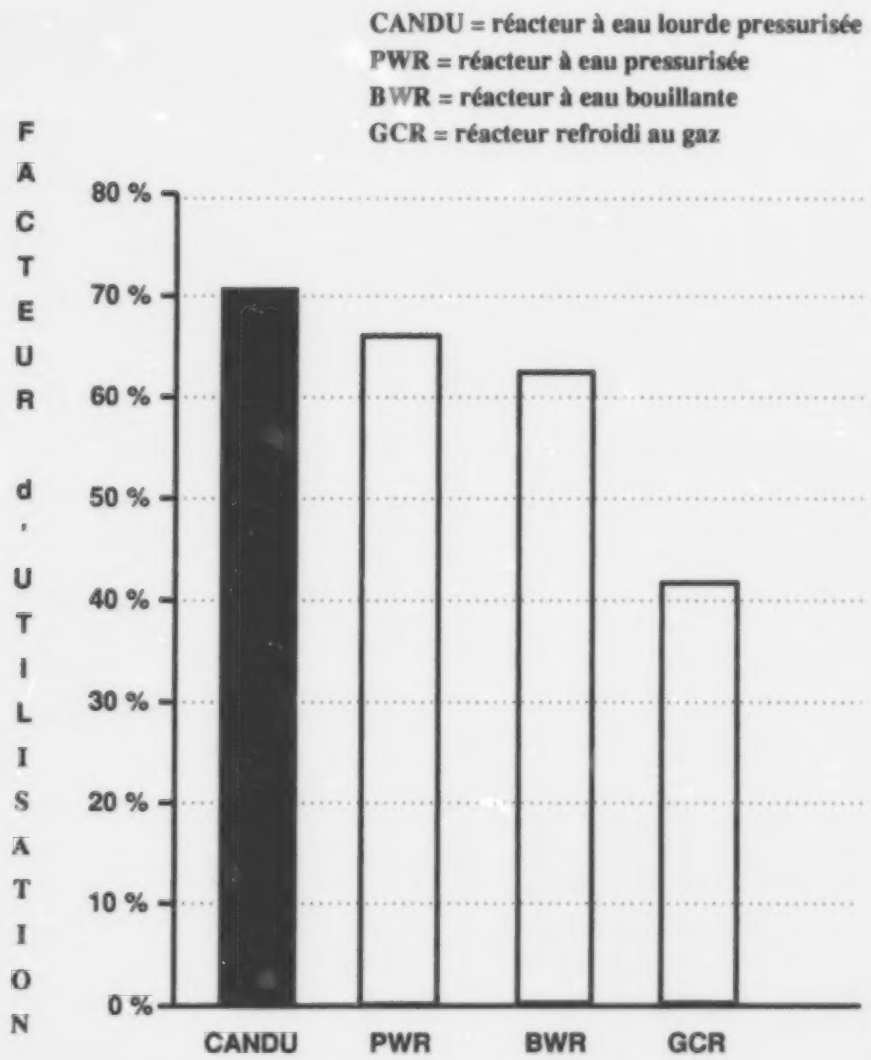
* *Potentiel brut - Comprend l'ensemble des ressources hydro-électriques du Canada pouvant être mises en valeur nonobstant les contraintes d'ordre économique ou environnemental (exclut les centrales actuellement exploitées ou en chantier).*

** *Potentiel aménageable - Comprend le potentiel brut, moins les sites qui ne seront cependant jamais aménagés, en raison de considérations techniques.*

*** *Potentiel envisagé - Comprend le potentiel aménageable, excluant les sites qui ne seront vraisemblablement jamais aménagés, en raison d'une rentabilité douteuse ou de considérations environnementales prépondérantes. Le potentiel envisagé regroupe les emplacements susceptibles d'être aménagés dans l'avenir.*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 7.3. Performance à vie des réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde selon leur type*

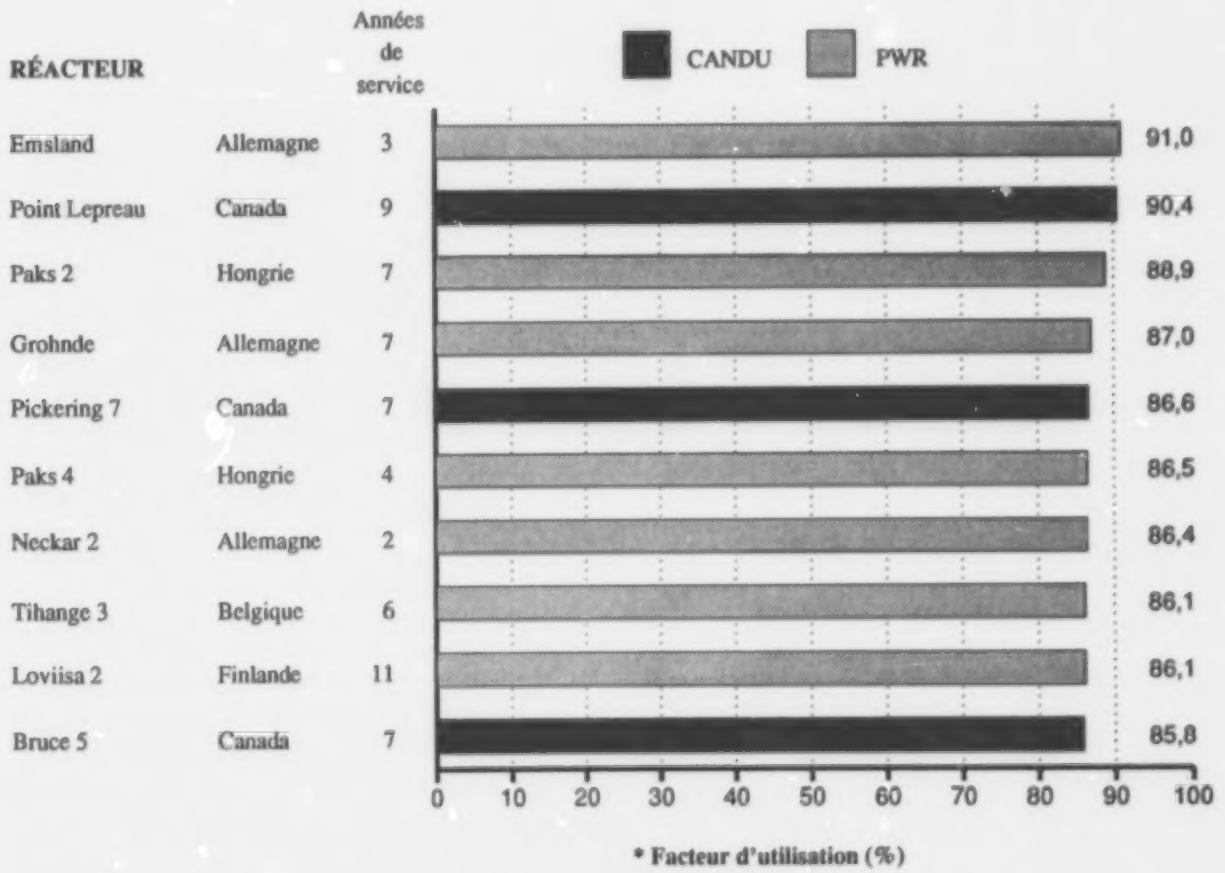


343 réacteurs > 150 MW

***Performance à vie au 30 juin 1990**

Sources : World Nuclear Industry Handbook 1991 et L'Énergie atomique du Canada ltée

Figure 7.4. Performance à vie de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde au 31 décembre 1990
(parmi 343 réacteurs > 150 MW)



* *Facteur d'utilisation* = $\frac{\textit{production réelle}}{\textit{production idéale}}$

Sources : Nuclear Engineering International et L'Énergie atomique du Canada ltée

8. LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

LE COMMERCE INTERNATIONAL

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis remonte au début du siècle. En effet, c'est en 1901 que la première ligne de transport de l'électricité entre le Canada et les États-Unis a été construite à Niagara Falls. Grâce à cette interconnexion, le Canada put commencer à vendre son abondante hydro-électricité à son voisin du Sud. Le commerce de l'électricité entre les deux pays s'effectue donc sous la bonne augure de cette première connexion qui a créé, dès le départ entre le Canada et les États-Unis, un climat favorable à la coopération et à la coordination internationales. Depuis 1921, en quantité, le commerce de l'électricité est à l'avantage du Canada. Plus particulièrement, les exportations nettes vers les États-Unis ont considérablement augmenté à compter des années 1970 pour culminer en 1987, car les coûts de production des centrales thermiques américaines étaient très élevés.

En 1988, les exportations d'électricité vers les États-Unis ont commencé à décliner, en quantité et en valeur, à cause de la faible hydraulicité et de l'accrois- sement de la demande intérieure au Canada. Cette tendance à la baisse s'est maintenue en 1989 et en 1990. En 1990, les exporta- tions d'électricité vers les États- Unis (à l'exception du troc) étaient de 16 494 gigawattheures, soit une diminution de 11 % par rapport à 1989, et de 45 % par rapport à 1988. Les recettes tirées des exportations ont baissé de 17 % en 1990 pour atteindre 547 millions de dollars contre les 661 millions de dollars en 1989. Les exportations représentaient un pourcentage à la baisse de la production totale du Canada soit 3,5 % contre 3,8 % en 1989. (Voir le tableau 8.1.)

L'Ontario et le Québec sont les grands responsables de ces changements. Les exportations ontariennes, la seule province importatrice nette, étaient en baisse de 73 % à 738 GW.h alors que les importations de la province de 11 512 GW.h, connaissaient une hausse de 97 % par rapport à l'an dernier. Pour réduire la production de ses centrales au charbon, Ontario

Tableau 8.1. Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1990

	Exportations* (GW.h) (1)	Exportations exprimées en % de la production nette (2)	Recettes d'exportation (millions $) (3)	Importations* (GW.h) (4)	Importations exprimées en % du total des approvisionnements** (5)	Coûts des importations (millions $) (6)	Exportations nettes GW.h (7)= (1)-(4)	Exportations nettes millions $ (8)= (3)-(6)
1960	5 496	4,8	14	357	0,3	1	5 139	13
1965	3 684	2,6	8	3 575	2,5	3	109	5
1970	5 631	2,8	32	3 245	1,6	9	2 386	23
1975	11 409	4,2	104	3 972	1,5	3	7 819	102
1980	28 224	7,7	773	168	0,1	3	28 056	791
1985	41 441	9,3	1 425	231	0,1	9	41 210	1 416
1989	18 462	3,8	661	8 747	1,9	292	9 715	369
1990	16 494	3,5	547	15 543	3,5	556	951	(9)

* *Avant 1977, les exportations et les importations comprennent les échanges.*
** *Le total des approvisionnements est l'électricité totale destinée à la consommation canadienne.*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Hydro a diminué ses exportations d'électricité et fait davantage appel aux importations afin de se conformer aux normes plus strictes d'émissions des gaz acides. Cette décision, combinée aux retards dans la mise en service de la centrale nucléaire de Darlington, expliquent en partie l'augmentation des importantions nettes en 1990.

Les exportations d'Hydro-Québec ont chuté à 5 098 GW.h, soit 11 % de moins qu'en 1989, alors que les importations étaient en hausse de 127 % en 1990 pour atteindre 2 870 GW.h. Comme depuis les derniers cinq ans, le Québec a connu de faibles précipitations au début de 1990, ce qui a obligé la province à cesser ses exportations d'énergie interruptible et à augmenter ses achats aux États-Unis. L'hydraulicité s'est améliorée dans la seconde moitié de l'année et les

Tableau 8.2. Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1990

	Quantité (GW.h)		Recettes (millions $)		Quantités : part du total (%)		Part des recettes (%)	
	Garantie*	Interruptible**	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
1960	1 040	4 456	4 328	10 023	19	81	30	70
1965	635	3 049	4 261	3 322	17	83	56	44
1970	984	4 648	6 828	25 309	18	82	21	79
1975	2 375	9 034	20 382	84 488	21	79	19	81
1980	7 232	20 992	156 731	636 760	26	74	20	80
1985	12 305	29 1365	547 109	877 657	30	70	38	62
1989	8 378	10 084	350 666	310 692	45	55	53	47
1990	8 701	7 794	346 513	200 147	53	47	63	37

* *L'électricité destinée en tous temps durant la période de vente spécifiée à l'entente.*

** *L'énergie disponible en vertu d'une entente qui prévoit la réduction ou l'arrêt de la livraison au choix du fournisseur.*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.3. Prix moyen des exportations, 1960-1990

Année	Garantie	Interruptible	Total
		(mils/kW.h)	
1960	4,2	2,3	2,6
1965	6,7	1,1	2,1
1970	6,9	5,5	5,7
1975	8,6	9,4	9,2
1980	21,7	30,3	28,1
1985	44,5	30,1	34,4
1989	41,9	30,8	35,8
1990	39,8	25,7	33,1

Source : L'énergie électrique au Canada, 1990, tableau 8.2

réservoirs d'Hydro-Québec étaient remplis presqu'à leur niveau normal à la fin de l'année.

Les niveaux de précipitations s'étant améliorés au Manitoba et les trois unités de la centrale hydro-électrique de Limestone étant entrées en service, la province a pu augmenter ses exportations et réduire ses importations en 1990.

La Colombie-Britannique a, elle aussi, connu de meilleurs niveaux de précipitations en 1990. Cette situation combinée avec un bon accès aux marchés du Sud-Ouest du Pacifique par l'entremise de l'interconnexion de la Bonneville Power Administration (BPA), a permis à la province d'augmenter ses exportations d'énergie garantie de 136 % en 1990. Les exportations totales de la Colombie-Britannique ont augmenté de 3 % alors que ses importations augmentaient également afin de profiter des très bas prix offerts par la BPA aux mois de mai et juin.

Les importations d'électricité en provenance des États-Unis se sont élevées à 15 534 GW.h en 1990, soit une hausse de 78 % par rapport aux importations de 1989. À cet égard, le Canada a déboursé 556 millions de dollars, une augmentation par rapport aux 292 millions de dollars déboursés en 1989. (Voir le tableau 8.1.) En 1990, le Canada est demeuré un exportateur net d'électricité, mais ses coûts nets à l'importation se sont élevés à 9 millions de dollars par rapport à des revenus d'exportation nets de 369 millions de dollars en 1989. C'est la première fois que le Canada dans son commerce d'électricité avec les États-Unis subit un déficit en termes de valeur.

On trouve au tableau 8.2 des données sur les exportations d'électricité aux États-Unis selon le type de transaction, pour la période allant de 1960 à 1990. Les exportations d'énergie garantie représentaient 53 % des exportations d'électricité de 1990, le plus haut niveau jamais atteint depuis 1960. Au cours des 30 dernières années, la part des exportations d'énergie garantie variait de 14 % à 53 %, alors que celle des exportations d'énergie

Tableau 8.4. Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1990

	Hydraulique	Charbon importé	Mazout importé	Charbon/Mazout canadiens	Nucléaire	Gaz naturel	Total
				(GW.h)			
1975	5 724	4 838	494	353	0	-	11 409
1976	6 973	4 323	1 206	302	0	-	12 804
1977	7 926	8 514	2 961	555	0	-	19 957
1978	7 290	10 476	2 260	411	0	-	20 437
1979	15 213	11 587	3 354	128	177	-	30 458
1980	14 135	10 599	2 867	593	30	-	28 224
1981	21 182	10 901	1 940	665	42	-	34 730
1982	20 114	10 315	1 959	502	96	-	32 986
1983	21 978	11 704	1 201	519	1 856	-	37 258
1984	22 807	10 582	1 552	711	1 911	-	37 563
1985	28 836	8 245	1 157	956	2 247	-	41 441
1986	25 727	5 389	846	825	2 484	-	35 271
1987	34 065	7 575	1 270	408	2 041	-	45 359
1988	19 621	4 531	1 393	2 033	2 151	-	29 729
1989	9 054	1 452	1 089	2 214	2 032	2 621	18 462
1990	12 848	79	754	863	1 489	461	16 494

Source : Données compilées d'après les statistiques de l'Office national de l'énergie

interruptible se situait dans une fourchette comprise entre 47 % et 86 %. La part des recettes tirées des exportations d'énergie garantie était de 63 % en 1990 contre 53 % en 1989.

Les recettes moyennes provenant de l'exportation d'électricité pendant la période allant de 1960 à 1990 figurent au tableau 8.3. Le tableau met en lumière le fait que les exportations garanties commandent en général des prix plus élevés que les transactions interruptibles, sauf pour les années 1974-1975 et 1979-1981. Pour ce qui est des exportations d'énergie garantie, les recettes moyennes ont chuté de 5 % pour atteindre 39,8 mils/kW.h en 1990 contre 41,9 mils/kW.h en 1989. Quant aux recettes des exporta- tions

Tableau 8.5. Exportations d'électricité et recettes par province, 1989-1990*

	Quantité (GW.h)			Recettes (millions de $)			Recettes moyennes (mils/kW.h)		
	1989	1990	% Variation	1989	1990	% Variation	1989	1990	% Variation
N.-B.	4 454	4 185	-6	215,7	198,6	-8	48,4	47,5	-2
Qué.	5 706	5 098	-11	194,1	180,0	-7	34,0	35,3	4
Ont.	2 714	738	-73	101,5	25,1	-75	37,4	34,0	-9
Man.	1 228	1 932	57	24,4	33,9	39	19,9	17,5	-12
Sask.	10	60	496	0,2	0,7	250	18,5	12,3	-34
C.-B.	4 350	4 481	3	125,1	108,3	-14	28,8	24,2	-16
Canada	18 462	16 494	-11	661,0	546,6	-17	35,8	33,1	-8

* *Troc exclu*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.6. Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1990*

	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
	(GW.h)		(%)	
Nouveau-Brunswick	2 397	1 788	57	43
Québec	4 685	413	92	8
Ontario	230	508	31	69
Manitoba	262	1 671	14	86
Saskatchewan	0	60	0	100
Colombie-Britannique	1 127	3 354	25	75
Canada	8 701	7 794	53	47

* *À l'exclusion des échanges*

Source : Office national de l'énergie

interruptibles, elles ont, elles aussi, connu une baisse de 17 %, de 30,8 mils/kW.h en 1989 à 25,7 mils/kW.h en 1990.

Le tableau 8.4 donne un aperçu des sources utilisées pour produire l'électricité exportée aux États-Unis entre 1975 et 1990. L'hydro-électricité demeure toujours la source privilégiée, représentant plus de 78 % des exportations totales en 1990. Ce pourcentage représente une augmentation marquée par rapport au 49 % de 1989, due principalement au fait qu'Ontario Hydro a réduit ses exportations d'électricité produite par ses centrales au charbon.

Les services d'électricité avaient rarement recours au gaz naturel par le passé pour produire de l'électricité à des fins d'exportation. Cependant, en 1989, 2 621 GW.h d'électricité exportées vers les États-Unis, soit environ 14 % des exportations totales, provenaient de cette source d'énergie. Toutes les exportations d'électricité produite grâce au gaz naturel proviennent de Colombie-Britannique où B.C. Hydro à remis en service sa centrale au gaz naturel de Burrard afin de pallier la production réduite d'hydro-électricité due à la faible hydraulicité dans la province. En 1990, 461 GW.h, produits par gaz naturel, ont été exportés aux États-Unis, encore une fois de Colombie-Britannique.

Les sources d'exportation, les recettes et les recettes moyennes de 1989 et de 1990 figurent au tableau 8.5, par province. En 1990, les recettes moyennes provenant des exportations ont beaucoup varié d'une province à l'autre. Les recettes moyennes les plus élevées (47,5 mils/kW.h) ont été enregistrées au Nouveau-Brunswick et les plus faibles (12,3 mils/kW.h), en Saskatchewan. Cette fluctuation s'explique par la nature des exportations, les coûts de production des services exportateurs et les solutions de rechange à la portée des importateurs.

Le tableau 8.6 indique la part respective de l'énergie interruptible et de la puissance garantie dans les ventes à l'étranger des six provinces exportatrices. Si les exportations de puissance garantie représentent 53 % des exportations totales d'électricité canadiennes en 1990, cette proportion variait au niveau provincial, allant de 0 % en Saskatchewan à 92 % au Québec. Toutes les provinces exporta- trices, sauf le Manitoba, ont connu une augmentation de leurs exportations de puissance garantie en 1990.

Le tableau 8.7 fournit des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1990. Ainsi, au Québec, au

Tableau 8.7. Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1990

	Gaz naturel	Mazout	Charbon	Nucléaire	Hydraulique	Autre*	Total	Énergie exportée
				(%)				(GW.h)
Nouveau-Brunswick	-	24	10	53	13	-	100	4 185
Québec	-	-	-	-	100	-	100	5 098
Ontario	-	3	46	14	8	28	100	738
Manitoba	-	-	4	-	77	19	100	1 932
Saskatchewan	-	-	100	-	-	-	100	60
Colombie-Britannique	18	-	16	-	66	-	100	4 481
Canada	5	6	10	13	63	3	100	16 494

**Fait allusion à des importations d'électricité en provenance des États-Unis qui sont par la suite exportées.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Manitoba et en Colombie-Brtiannique, cette énergie provenait presqu'exclusivement de centrales hydro-électriques. Les centrales au charbon ont produit toute l'énergie exportée par la Saskatchewan et la majorité de celle de l'Ontario. Au Nouveau-Brunswick, les centrales nucléaires ont produit presque la moitié des exportations d'électricité de la province durant l'année alors que la majorité de ses exportations d'électricité produite par ses centrales au mazout l'a été grâce à du pétrole importé.

Au tableau 8.8 figure un résumé des marchés d'exportation aux États-Unis. La Nouvelle-Angleterre a été le plus important débouché des services exportateurs canadiens, tant sur le plan des recettes que sur le plan de la quantité. L'État de New York était également un

Tableau 8.8. Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1990*

Province exportatrice	Marché importateur	Quantité (MW.h)	Recettes (millions de $)
Nouveau-Brunswick	Maine	2 301 431	92 229
	Massachusetts	1 884 793	106 464
Québec	Maine	433	29
	New Hampshire	19	1
	Vermont	1 683 768	67 375
	Nouvelle-Angleterre (NEPOOL)**	89 252	2 032
	New York	3 192 437	107 228
Ontario	Vermont	88 372	5 006
	New York	610 138	19 051
	Michigan	39 599	996
	Minnesota	88	4
Manitoba	Minnesota	1 741 900	29 887
	Dakota du Nord	190 583	4 005
Saskatchewan	Dakota du Nord	59 586	745
Colombie-Britannique	Washington	280 050	6 014
	Oregon	852 459	19 237
	Idaho	106 388	2 085
	Montana	47 054	877
	Californie	3 192 020	80 008
	Nevada	2 047	37
	Alaska	909	52
Canada	États-Unis	16 363 326	543 364

* *Troc exclu*

** *Le NEPOOL (New England Power Pool) coordonne la distribution de l'énergie électrique à ses services membres au New Hampshire, au Maine, au Vermont, au Massachusetts, au Connecticut et au Rhode Island.*

Source : Office national de l'énergie

client sérieux. Ensemble ces deux régions ont importé 69 % de l'électricité canadienne et ont fourni 73 % des recettes tirées des exportations en 1990. Le Nord-Ouest américain était le troisième plus important débouché. En termes de recettes, sa part est passée de 13 % en 1989 à 20 % en 1990. Le Sud-Ouest et le Centre-Ouest des États-Unis ont également augmenté leurs parts des exportations canadiennes tant sur le plan de la quantité que des recettes. La Californie est la principale importatrice d'électricité canadienne dans la région du Sud-Ouest, alors que le Minnesota est le principal état importateur du Centre-Ouest. Les exportations vers l'État du Michigan, autrefois un important débouché, ont chuté à moins de 1 % suite aux faibles exportations d'Ontario Hydro ainsi qu'à l'accroissement du parc de centrales dans cet état.

Le taux de pénétration de l'électricité canadienne au regard de la demande totale des États-Unis a chuté, passant de 1 % en 1988, à 0,7 % en 1989, puis à 0,6 % en 1990. Toutefois, l'importance des exportations canadiennes varie d'une région à l'autre : en 1990, leur part de la consommation totale était de 6 % en Nouvelle-Angleterre, de 4 % dans l'État de New York, de 2 % dans le Centre-Ouest et dans le Nord-ouest, et de 2 % en Californie et dans le Sud du Nevada.

LE POIDS DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ DANS L'ÉCONOMIE

L'électricité est un volet important du commerce extérieur du Canada. En 1990, les recettes tirées des exportations totales d'électricité représentaient 0,4 % des marchandises exportées et 3,4 % des exportations totales d'énergie. Au tableau 8.10 figure la ventilation du commerce énergétique par source au cours de la période 1975-1990.

LE COMMERCE INTERPROVINCIAL

Le tableau 8.11 donne un aperçu des échanges interprovinciaux annuels entre 1960 et 1990. Lorsque la centrale hydro-électrique de Churchill Falls a commencé à produire en 1972, le volume du commerce interprovincial a fait un bond car Terre-Neuve était tenu par contrat de vendre la quasi-totalité de la production au Québec. Les échanges interprovinciaux d'électricité ont atteint un point culminant en 1975, année au cours de laquelle ils représentaient environ 18 % de la production canadienne totale. Depuis lors, les échanges sont en baisse, si bien qu'en 1990, ils ne correspondaient plus qu'à 37 499 GW.h soit environ 8 % de la production totale.

Au tableau 8.12 figure un résumé des échanges interprovinciaux pour la période s'échelonnant de 1981 à 1990. On retrouve à la figure 8.1 et au tableau A5 de l'annexe A des précisions sur la répartition par province des exportations et des importations.

Tableau 8.9. Provinces : part des exportations totales, 1960-1990*

Année	N.-B.	Qué.	Ont.	Man.	Sask.	C.-B.	Canada
1960	3,0	10,4	86,6	0,0	0,0	0,0	100,0
1965	6,4	1,3	84,0	0,0	0,0	8,3	100,0
1970	13,4	0,9	63,9	5,2	0,0	16,6	100,0
1975	14,2	8,0	42,5	10,3	0,0	25,0	100,0
1980	13,8	28,7	40,5	11,8	0,0	5,2	100,0
1985	14,8	23,1	22,5	13,6	0,3	25,7	100,0
1989	24,1	30,9	14,7	6,6	0,1	23,6	100,0
1990	25,4	30,9	4,5	11,7	0,3	27,2	100,0

* *Troc exclu*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.10. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1975-1990

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Énergie totale
			(millions $)			
1975						
Exportations	3 684	1 092	483	104	133	5 496
Importations	3 508	8	643	13	12	4 184
Balance	176	1 084	-160	91	121	1 312
1980						
Exportations	5 352	3 984	824	773	870	11 803
Importations	7 545	0	882	3	17	8 447
Balance	-2 193	3 984	-58	770	853	3 356
1985						
Exportations	9 379	4 011	2 041	1 425	825	17 681
Importations	5 315	0	1 077	8	28	6 428
Balance	4 064	4 011	964	1 417	797	11 253
1986						
Exportations	5 866	2 483	1 869	1 080	841	12 139
Importations	4 422	0	874	9	31	5 337
Balance	1 444	2 483	995	1 071	810	6 803
1987						
Exportations	7 029	2 527	1 696	1 200	886	13 338
Importations	4 809	0	843	9	18	5 679
Balance	2 220	2 527	853	1 191	868	7 659
1988						
Exportations	6 338	2 954	2 063	881	585	12 821
Importations	4 341	0	828	63	75	5 307
Balance	1 997	2 954	1 235	818	510	7 514
1989						
Exportations	6 723	3 017	2 201	659	456	13 056
Importations	5 408	0	777	297	109	6 591
Balance	1 315	3 017	1 424	362	347	6 465
1990						
Exportations	9 298	3 280	2 276	539	315	15 708
Importations	7 384	0	684	568	105	8 741
Balance	1 914	3 280	1 592	-29	210	6 967

Source : Statistique Canada, Exportations par marchandise, catalogue 65-004 et Importations par marchandise, catalogue 65-007

Tableau 8.11. Échanges interprovinciaux annuels d'électricité, 1960-1990

Année	Production canadienne totale (GW.h)	Quantités livrées à d'autres provinces (GW.h)		Rapport en % entre les échanges interprovinciaux et la production totale	
		avec Churchill Falls*	sans Churchill Falls	avec Churchill Falls	sans Churchill Falls
1960	114 378	7 108	7 108	6,2	6,2
1965	144 274	6 230	6 230	4,3	4,3
1970	204 723	8 137	8 137	4,0	4,0
1975	273 392	49 198	19 684	18,0	7,2
1980	367 306	52 709	14 965	14,4	4,1
1985	446 413	51 663	19 917	11,6	4,5
1989	482 158	36 176	11 809	7,5	2,4
1990	465 967	37 499	11 335	8,0	2,4

** Le projet de Churchill Falls a été achevé en 1974 (son activité avait débuté en 1971). Plus de 90 % de l'énergie que la centrale produit est destinée au Québec en vertu d'un contrat qui prend fin en 2041.*

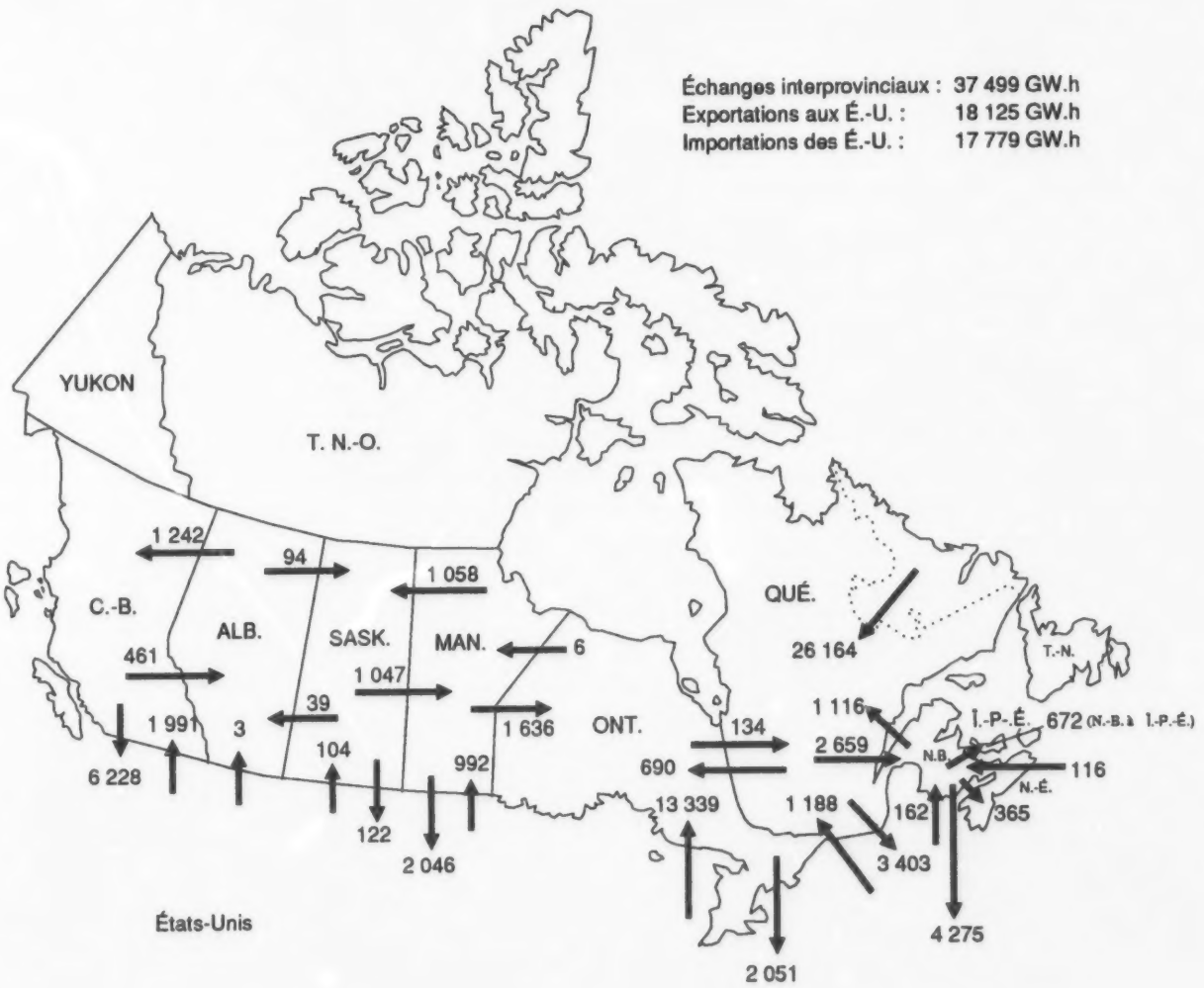
Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.12. Échanges interprovinciaux selon la destination, 1981-1990

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
	(GW.h)									
Terre-Neuve au Québec	35 941	35 779	31 229	36 012	31 836	30 695	30 393	30 727	24 367	26 164
N.-É. au N.-B.	112	133	121	271	190	71	82	166	341	116
N.-B. à la N.-É.	303	217	737	303	360	620	659	186	441	365
N.-B. à l'Î.-P.-É.	481	478	520	550	585	610	483	486	622	672
N.-B. au Québec	0	0	1	0	2	0	20	309	951	1 116
Québec au N.-B.	3 717	3 615	3 971	4 342	5 951	7 204	6 840	2 690	1 966	2 659
Québec à l'Ontario	6 494	5 768	5 378	7 364	8 685	7 292	5 942	2 289	1 032	690
Ontario au Québec	58	57	52	68	106	17	15	43	80	134
Ontario au Manitoba	0	3	13	2	0	5	3	22	11	6
Manitoba à l'Ontario	1 164	1 066	955	940	959	735	1 050	538	1 303	1 636
Manitoba à la Saskatchewan	1 305	1 488	1 610	1 593	1 530	1 211	1 262	1 370	1 171	1 058
Saskatchewan au Manitoba	1 054	1 066	1 209	1 299	1 240	1 076	1 220	1 109	1 115	1 047
Saskatchewan à l'Alberta	3	3	2	3	0	0	0	0	15	39
Alberta à la Saskatchewan	0	0	4	0	0	0	0	0	42	94
Alberta à la C.-B.	261	188	46	259	182	617	710	1 218	2 477	1 242
C.-B. à l'Alberta	165	442	163	296	37	553	521	364	242	461
Total	51 181	50 303	46 007	54 302	51 663	50 706	49 201	41 517	36 176	37 499

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 8.1. Commerce de l'électricité, 1990 (GW.h)*



* *Troc inclus*

9. LE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ

LA LONGUEUR DU RÉSEAU

Au Canada, le réseau d'énergie électrique a trois fonctions interreliées : le réseau de production qui génère l'électricité; le réseau de transport qui conduit l'électricité des centrales aux réseaux de distribution; et les réseaux de distribution qui livrent l'électricité aux consommateurs. Dans la plupart des provinces, ces trois fonctions interreliées sont assurées par un seul ou quelques principaux services d'électricité.

Le réseau de transport de l'électricité au Canada a eu des débuts modestes. À l'époque, il s'agissait d'un petit réseau chargé de fournir la clientèle sur une base locale. Aujourd'hui, le réseau est devenu un système complexe hautement intégré. Au début du siècle, les centrales étaient plutôt de petites dimensions et étaient construites près des centres de consommation qu'elles devaient servir. Elles transmettaient l'électricité à moins de 60 kilovolts (kV).

La croissance rapide de la demande au cours des premières décennies du 20^{e} siècle stimula la construction de centrales de plus en plus grandes, proches des abondantes ressources hydrauliques du pays et, donc, en des régions de plus en plus éloignées des centres de consommation. Les réseaux de transport étaient utilisés pour alimenter en électricité les centres de consommation dispersés à travers le pays. L'existence d'un réseau d'électricité intégré, combiné à la croissance des interconnexions entre des centrales auparavant isolées les unes des autres, ont eu pour résultat la mise au point de lignes de transport d'un voltage beaucoup plus élevé, se classant dans une fourchette de 100 à 230 kV.

Après la Deuxième Guerre mondiale, pour répondre à l'électrification rapide du pays et à la construction de centrales thermiques et hydrauliques de grandes dimensions, on met en service des lignes de transport à 345 kV, à 500 kV, à 735 kV et à ± 450 (CC).

En 1990, au Canada, la longueur totale des circuits à 50 kV et plus a augmenté de 2 176 km en 1990 pour atteindre 152 163 km. La répartition est la suivante : 32 %

Tableau 9.1. Longueur des circuits au Canada, 1990

	50 - 99 kV	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV et plus	Total
				(km)				
T.-N.	2 356	1 956	-	2 005	-	-	612	6 929
Î.-P.-É.	390	169	-	-	-	-	-	559
N.-É.	2 027	1 682	-	1 159	202	-	-	5 070
N.-B.	2 716	1 963	-	616	969	-	-	6 264
Québec	4 150	7 762	2 190	3 810	7 123	1 313	9 955	36 303
Ontario	247	12 318	-	13 897	6	2 620	-	29 088
Manitoba	6 756	4 266	-	4 476	-	2 042	-	17 540
Sask.	4 849	4 104	-	2 776	-	-	-	11 729
Alberta	3 481	9 216	-	5 916	-	215	-	18 828
C.-B.	4 996	4 702	316	3 430	403	5 344	-	19 191
Yukon	65	497	-	-	-	-	-	562
T. N.-O.	100	-	-	-	-	-	-	100
Canada	32 133 (21 %)	48 635 (32 %)	2 506 (2 %)	38 085 (25 %)	8 703 (6 %)	11 534 (7 %)	10 567 (7 %)	152 163 (100 %)

Sources : Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

des lignes se classent dans une fourchette de 100 kV à 149 kV; 25 %, entre 200 kV et 299 kV et 21 %, entre 50 kV et 99 kV. (Voir le tableau 9.1.) Terre-Neuve et le Québec sont les deux seules provinces à disposer de lignes de transport de plus de 600 kV. Terre-Neuve a ainsi trois lignes à 735 kV qui transporte l'électricité de sa centrale hydro-électrique de Churchill Falls à la ville de Québec et à Montréal, alors que le Québec a cinq lignes à 735 kV transportant de l'énergie électrique de ses trois centrales de la région de la baie James à Montréal et vers les États-Unis. Le Québec a également une ligne de 765 kV dont il se sert presqu'exclusivement pour l'exportation, et qui transporte l'énergie électrique de Châteauguay à l'État de New York.

Le Québec, l'Alberta et Terre-Neuve sont les seules provinces à avoir prolongé leurs réseaux de transport en 1990. Hydro-Québec a construit une ligne à 450 kV de Radisson (près de la centrale La Grande-2) à Des Cantons (près de la frontière du Vermont), qui a ajouté 1 213 km au réseau de transport d'électricité québécois. Alberta Power a prolongé sa ligne à 240 kV de 65 km, de Anderson à Ware Junction. TransAlta Utilities a prolongé ses lignes à 138 kV et à 240 kV de 181 et de 52 km, respectivement, pour connecter avec le réseau d'Alberta Power et d'autres centrales. Newfoudland and Labrador Hydro a complété ses trois lignes à 138 kV en 1990 et a prolongé son réseau de 274 km. Nova Scotia Power a prolongé ses lignes à 345 kV et à 230 kV de 106 et de 92 km, respectivement, pour inter- connecter Onslow et Lakeside. L'Ontario et la Saskatchewan ont ajouté quelques lignes à leurs réseaux.

Actuellement, treize lignes intra-provinciales sont en construction, et se classent dans une fourchette de 138 kV à 500 kV. Elles représentent une longueur de circuit totale d'environ 1 348 km. L'Île-du-Prince-Édouard possède une ligne à 138 kV et prévoit prolonger son réseau de 24 km. Nova Scotia Power prévoit mettre en service sa centrale au charbon de Trenton d'ici octobre 1991. Deux lignes à 138 kV et une ligne à 345 kV sont en construction pour interconnecter Trenton, Onslow et Hopewell. Ces trois lignes ajouteront 70 km au réseau de Nova Scotia Power.

Tableau 9.2. Interconnexions provinciales à la fin de 1990

Connexion	Tension	Capacité nominale*
	(kV)	(MW)
Colombie-Britannique - Alberta	1 x 500 1 x 138	800 110
Alberta - Saskatchewan	1 x 230	150
Saskatchewan - Manitoba	3 x 230 2 x 110	400 100
Manitoba - Ontario	2 x 230 1 x 115	260
Ontario - Québec	4 x 230 7 x 120	1 300
Québec - Terre-Neuve	3 x 735	5 225
Québec - Nouveau-Brunswick	2 x + 80(CC) 2 x 345 2 x 230	700 300
Nouveau-Brunswick - Nouvelle-Écosse	2 x 138 1 x 345	600
Nouveau-Brunswick - Î.-P.-É.	2 x 138	200

**Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Pour stimuler ses exportations, Hydro-Québec construit une ligne à 345 kV de la centrale La Grande 2 à Radisson qui a été interconnectée à Des Cantons. Hydro-Québec construit également une ligne à 450 kV qui interconnectera Grondines à Lotbinière ainsi qu'une ligne à 161 kV de Fire Lake à Hart-Jaune. La longueur totale de ces trois lignes est de 96 km.

L'Ontario ajoutera trois lignes à 500 kV dont deux interconnecteront la centrale au charbon de Lennox, près de Kingston, à Bowmanville et Ottawa. Une autre ligne interconnectera le poste de transformation près de London à la centrale au charbon de Nanticoke. Les deux autres lignes sont situées dans les régions de Hamilton et Toronto. Une autre ligne à 230 kV reliera le poste de transformation de Porcupine près de Timmins à Ansonville. Ces nouvelles lignes ajouteront 693 km à la longueur totale des circuits ontariens.

En Saskatchewan, la nouvelle ligne à 138 kV, qui est en construction, interconnectera la centrale hydro-électrique de Island Falls à Points North et desservira les communautés auparavant isolées du nord de la province. La longueur total des circuits sera alors de 465 km.

LE TRANSPORT INTERPROVINCIAL

Trente-six interconnexions provinciales d'importance, qui représentent une capacité de transit de 10 145 MW, favorisent maintenant les échange et améliorent la fiabilité de l'exploitation des réseaux électriques. (Voir le tableau 9.2.) En 1990, aucune ligne de transport interprovinciale n'est venue s'ajouter au réseau.

Présentement, on prévoit la construction de deux lignes interprovinciales : une ligne de 500 kV qui interconnecterait l'Outaouais québécois à Ottawa, une longueur de circuits de 51 km, et une autre ligne de 500 kV qui relierait sur 300 km Winnipeg à Dryden en Ontario. Chaque ligne aurait une capacité de transit de 1 200 MW. (Voir le tableau 9.3.)

LE TRANSPORT INTERNATIONAL

Les interconnexions jouent un rôle majeur dans les réseaux électriques modernes. La plupart des services d'électricité possèdent des lignes est-ouest et nord-sud afin d'échanger capacité et énergie. Deux interconnexions internationales ont été complétées en 1990 : l'une d'entre elles est la ligne à 450 kV reliant Des Cantons au Québec au New Hampshire, et l'autre est la ligne à 120 kV de Bedford au Québec à Highgate au Vermont. La capacité de transit est évalué à 690 MW et à 100 MW, respectivement.

Le Canada compte maintenant plus de 100 lignes de transport internationales pour faire le commerce de l'électricité avec les États-Unis. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 37 interconnexions à 69 kV ou plus qui représentent une capacité de transit totale de 17 600 MW. (Voir le tableau 9.4.)

B.C. Hydro planifie actuellement la construction de trois lignes internationales à 230 kV. Ces

Tableau 9.3. Interconnexions provinciales envisagées

Province	Tension	Capacité de transit estimée	Date d'achèvement	Statut*
	(kV)	(MW)		
Québec - Ontario	500	1 200	2 000	proposée
Manitoba - Ontario	500	1 200	2 000	proposée

Source : Les services canadiens d'électricité

nouvelles lignes augmenteront sa capacité de transit totale garantie d'environ 900 MW. Les lignes entreront probablement en service d'ici 1995.

LE TRANSPORT SUR DE LONGUES DISTANCES

Le Canada est un chef de file dans le domaine du transport de l'électricité sur de longues distances, qu'il s'agisse de courant alternatif à très haute tension (THT) ou de courant continu à haute tension (CCHT). Le phénomène s'explique en grande partie par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Au début du siècle, l'avènement du transport à haute tension a permis de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique des chutes du Niagara, afin de

Tableau 9.4. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis, 1990*

Province	État	Tension	Capacité nominale***
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	Maine	1 x 345	600
		1 x 138	60
		5 x 69	155
Québec	New York	1 x 765	2 300
	New York	2 x 120	300
	Vermont	3 x 120	375
	New Hampshire	± 450(CC)	690
Ontario**	New York	1 x 230	470
		1 x 230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2 300
		2 x 69	132
		2 x 115	200
	Michigan	1 x 230	535
		1 x 230	515
		2 x 345	1 470
	Minnesota	1 x 120	35
Manitoba	Dakota du Nord	1 x 230	150
	Minnesota	1 x 230	175
	Minnesota	1 x 500	1 000
Saskatchewan	Dakota du Nord	1 x 230	150
Colombie-Britannique**	Washington	1 x 230	300
		1 x 230	400
		2 x 500	4 300

* *Capacité de 35 MW ou plus.*
** *La capacité de transit de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total des capacités individuelles.*
*** *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

répondre aux besoins sans cesse croissants des agglomérations du Sud de l'Ontario. Au Québec, à la même époque, la première ligne de transport à 50 kV était construite pour alimenter Montréal à partir de la centrale de Shawinigan.

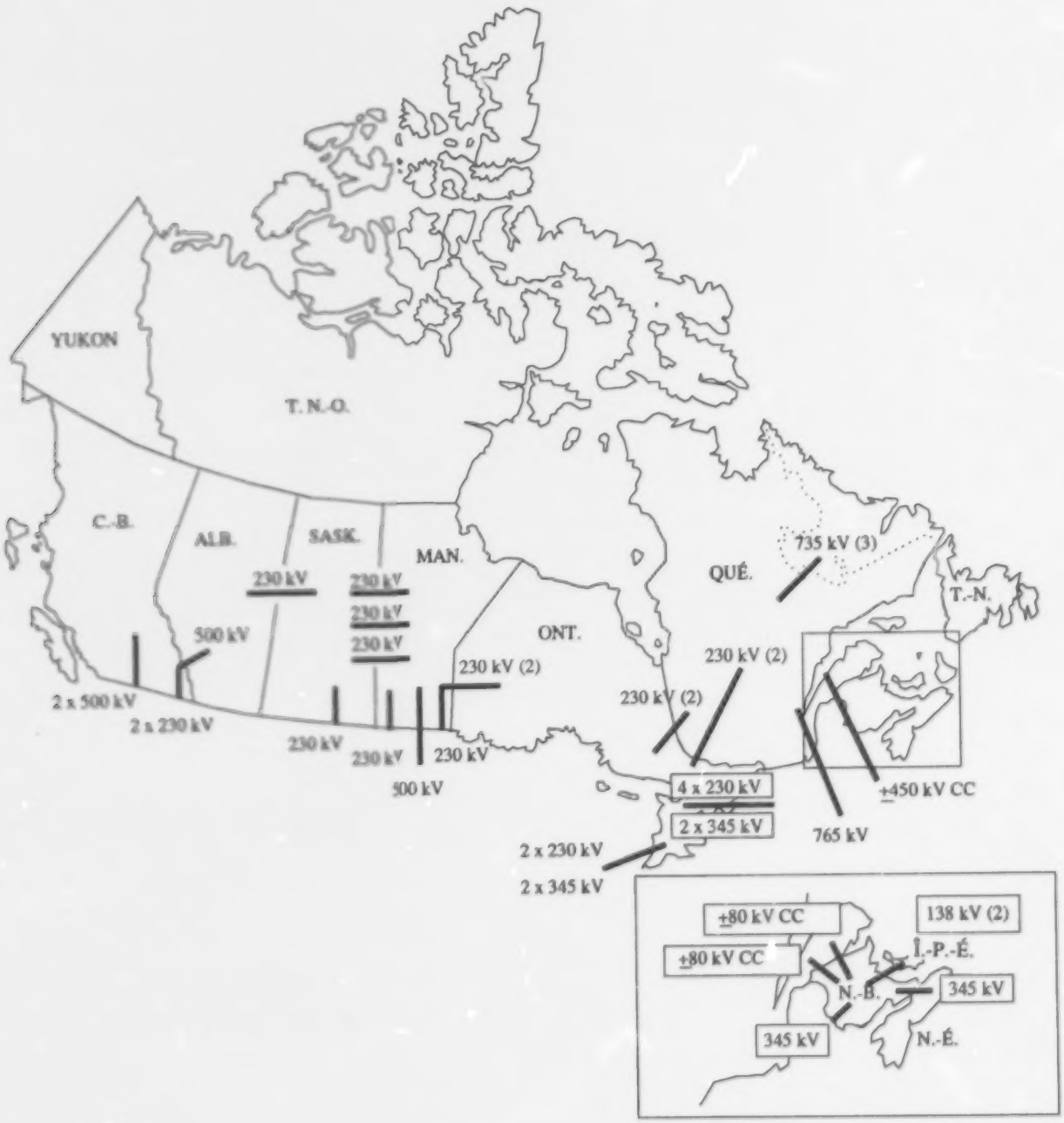
Plusieurs provinces, une fois qu'elles ont eu mis en valeur les principaux cours d'eau à proximité des centres de consommation, durent étendre leurs réseaux en y ajoutant des lignes de transport, à THT ou en CCHT, sur de longues distances. En 1965, Hydro-Québec installa le premier réseau de transport à 735 kV au monde. Aujourd'hui, cette ligne s'étend sur plus de 1 100 km des chutes Churchill (Labrador) à Montréal. De plus, un circuit comparable relie sur environ la même distance le complexe de la baie James aux centres de consommation du Québec.

Le Manitoba a fait oeuvre de pionnier dans la mise au point d'un réseau à ± 450 kV en CCHT pour relier les centrales hydro-électriques du fleuve Nelson et le Sud de la province où sont concentrés la plupart des consommateurs. L'Ontario et la Colombie-Britannique possèdent également des circuits étendus, à l'échelon de tension 500 kV à THT. Tous ces circuits sont représentés à la figure 9.1.

Une telle maîtrise des techniques a permis non seulement le transport sur de longues distances, mais également l'installation de nombreuses interconnexions entre provinces voisines, et entre le Canada et les États-Unis. À la figure 9.2, les principales interconnexions provinciales et internationales sont schématisées.

Figure 9.1. Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1990

Figure 9.2. Principales interconnexions provinciales et internationales, 1990



10. INVESTISSEMENT ET FINANCEMENT DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

INVESTISSEMENT

L'industrie de l'électricité est l'une des industries les plus capitalistiques de notre économie. De 1980 à 1990, le coefficient moyen du capital produit a été d'environ 6,8, c'est-à-dire que pour produire un dollar d'électricité, environ sept dollars doivent être investis dans l'industrie de l'électricité. Ce coefficient est très élevé comparativement à celui de 1,2 pour l'ensemble de l'industrie manufacturière et de 2,6 pour l'ensemble de l'économie.

L'électronucléaire est le mode de production d'énergie le plus capitalistique. On estime que le coût en capital de l'électronucléaire, incluant l'amortissement, le cautionnement et les frais financiers, représente environ 67 % du coût total. Les coûts en combustibles représentent seulement 15 % et l'exploitation et l'entretien 18 %. Grâce à cette structure de coûts, l'électronucléaire se dérobe à l'inflation pendant ses 40 années de service.

Chaque année, les services d'électricité investissent dans la construction de nouvelles installations ou l'amélioration du réseau existant, afin de pouvoir répondre aux besoins de leurs clients. Les dépenses d'investissement engagées par les services d'électricité sont passées de 1,8 milliard de dollars en 1971 à 10,7 milliards de dollars en 1990, à raison d'un taux de croissance annuel moyen de

Tableau 10.1. Investissement des services d'électricité, 1971-1990

	Investissement dans le secteur de l'énergie électrique (millions de $)	Investissement des services exprimé en % des investissements totaux dans le secteur de l'énergie	Investissement des services exprimé en % des investissements totaux dans l'économie	Investissement des services exprimé en % du PIB
1971	1 747	52	8	1,8
1972	1 754	49	7	1,6
1973	2 244	53	8	1,8
1974	2 753	53	8	1,8
1975	3 957	58	9	2,3
1976	4 229	55	9	2,1
1977	4 884	56	10	2,2
1978	5 936	58	11	2,5
1979	6 364	53	10	2,3
1980	6 109	42	8	2,0
1981	7 319	40	9	2,1
1982	8 408	39	10	2,2
1983	7 770	42	10	1,9
1984	6 340	37	8	1,4
1985	5 727	34	6	1,2
1986	5 618	41	6	1,1
1987	5 946	45	6	1,1
1988	6 971	44	7	1,2
1989	8 863	51	8	1,4
1990	10 728	51	7	1,6

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.2. Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique, 1972-1990

Année	Pétrole et gaz naturel				Électricité	Produits et mines de charbon	Mines d'uranium	Entrepreneurs de forage	Total
	Exploration et production	Raffinage et commercialisation	Usines de traitement et transport du gaz naturel	Oléoducs et gazoducs					
	(en millions de dollars)								
1972	666	351	272	447	1 754	42	11	24	3 567
1975	1 390	601	341	362	3 957	123	30	27	6 831
1980	5 745	523	698	602	6 109	306	277	198	14 458
1985	8 187	693	942	665	5 727	475	160	80	16 929
1986	5 401	743	782	587	5 618	434	144	30	13 739
1987	4 415	1 082	746	503	5 946	338	113	13	13 156
1988	5 590	1 177	875	829	6 971	345	139	17	15 943
1989	4 349	1 359	939	1 540	8 863	326	102	14	17 492
1990	4 998	1 879	1 146	1 851	10 728	453	139	11	21 205

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.3. Répartition de l'investissement en capital, 1972-1990

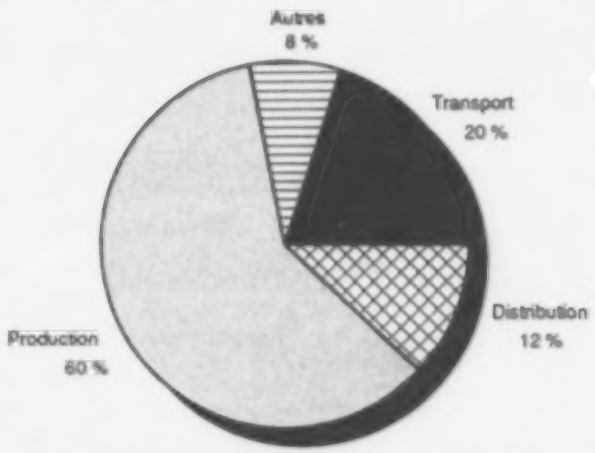
Année	Production	Transport	Distribution	Autre	Total
	(en millions de dollars courants)				
1972	1 020	432	229	73	1 754
1975	2 460	616	547	334	3 957
1980	3 580	1 114	703	712	6 109
1985	2 941	836	1 008	942	5 727
1986	3 214	815	989	600	5 618
1987	2 774	1 200	1 039	933	5 946
1988	3 137	1 812	1 115	907	6 971
1989	4 520	2 216	1 330	797	8 863
1990	6 408	2 162	1 287	871	10 728

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

10 %, ce qui représente tout de même, en soustrayant un taux d'inflation de 5,1 % (déterminé par l'indice implicite des prix de l'investissement brut) une augmentation réelle d'environ 4,9 %. Au tableau 10.1, on peut constater à quel point l'électricité absorbe des capitaux, ainsi que son importance dans l'économie canadienne. En raison de la progression, au cours des quatre dernières années, du taux d'accroissement de la demande supérieure aux prévisions, les services d'électricité ont augmenté leurs dépenses en capital de plus de 1 milliard de dollars en 1988 et d'environ 2 milliards de dollars en 1989 et 1990. Conscients de la diminution graduelle de leur capacité excédentaire, la plupart des services d'électricité au Canada prévoient augmenter leurs dépenses en capital d'environ 26 % en 1991. (Voir le tableau 12.9.)

Le tableau 10.2 donne un aperçu des dépenses d'investissement du secteur énergétique. Au cours de la période 1972-1990, l'industrie de l'électricité en absorbait la plus grosse part, sauf en 1984 et 1985, années au cours desquelles les secteurs pétrolier et gazier étaient prépondérants. Au cours des derniers 19 ans, les dépenses d'investissement de l'industrie de l'électricité s'élevaient à 112 milliards de dollars (représentant 48 % des investissements totaux du secteur énergétique). En 1990, la part de l'industrie de l'électricité représentait (comme en 1989) 51 % des dépenses d'investissement totales engagées dans le secteur énergétique, ce qui indique que l'industrie de l'électricité connaîtra peut-être une période d'investissements élevés semblable à celle des années 1970. (Voir le tableau 10.1.)

Figure 10.1. Répartition de l'investissement en capital, 1990



Investissement total : 10,7 milliards de dollars

Des 112 milliards de dollars investis entre 1972 et 1990, les dépenses se répartissent comme suit : équipement de production, environ 57 %; transport, 19 %; distribution, 13 % et autres dépenses, 11 %. (Voir le tableau 10.3.) Les investissements dans la production ont été élevés durant cette période puisque, selon la règle, ils ne doivent représenter que 50 % des investissements totaux de l'industrie. La figure 10.1 illustre la répartition des dépenses d'investissements des services d'électricité en 1990.

Au tableau 10.4 figurent les immobilisations de 15 services d'électricité d'importance pour les années 1989 et 1990. À l'exception du Newfoundland and Labrador Hydro, de Maritime Electric, de TransAlta Utilities, de B.C. Hydro et de la Yukon Energy Corporation, tous les principaux services d'électricité ont augmenté leurs dépenses d'investissement en 1990. Ontario Hydro est le service qui dépense le plus et prend à son compte tout près de 40 % des dépenses totales en 1990 et ce, en raison de la poursuite des travaux à la centrale nucléaire de Darlington.

FINANCEMENT

Pour aménager un projet énergétique, un service d'électricité a normalement recours à ses fonds de réserve pour financer une partie des coûts de construction (autofinancement). Mais il a également recours aux emprunts sur

les marchés intérieur ou internationaux (financement par emprunt), ainsi qu'à l'émission d'obligations ou d'actions (financement par actions). Les services d'électricité doivent souvent payer des intérêts fixes sur leur financement par emprunt, alors que leurs versements sur le financement par actions, tout particulièrement les émissions d'actions, sont déterminés par l'activité du service.

Pour leurs besoins en capitaux, les services d'électricité du Canada font habituellement appel aux marchés financiers internationaux car le marché financier canadien est plutôt limité. Cependant, le recours aux marchés étrangers s'est considérablement réduit depuis 1986. Certains des principaux services d'électricité ont tenté de financer les projets d'aménagement surtout sur les marchés intérieurs afin d'éviter les pertes dues au taux de change. En 1985, les sources de financement étrangers représentaient 52 % du financement total par emprunt à long terme. Ce pourcentage a été réduit à 46 % en 1986, 43 % en 1987 et 40 % en 1988. Au 31 décembre 1989, la dette à long terme impayée des principaux services d'électricité canadiens s'élevait à environ 70 milliards de dollars. On estime que 48 milliards de dollars (environ 68 %) provenaient du marché canadien et 22 milliards de dollars (32 %), de l'étranger. Les États-Unis auraient fourni environ 19,5 milliards de dollars (89 %) de la part du financement international; la Suisse, 1,0 milliard de dollars (5 %); l'Allemagne de l'Ouest, 965 millions de dollars (4 %); le Royaume-Uni, 459 millions de dollars (2,1 %) et le Japon, 449 millions de dollars (2 %). (Voir le tableau 10.5.)

Les services publics d'électricité au Canada et aux États-Unis ont surtout recours au financement par emprunt. Pour leur part, les services privés s'appuient surtout sur le financement par actions.

Tableau 10.4. Investissement en capital des principaux services d'électricité

	1989	1990	Variation d'année en année
	(en millions de dollars courants)		
Newfoundland and Labrador Hydro	86	75	-11
Newfoundland Light & Power	47	65	18
Maritime Electric Co. Ltd.	17	15	-2
Nova Scotia Power	240	262	22
Énergie Nouveau-Brunswick	184	500	316
Hydro-Québec	2 465	3 177	712
Ontario Hydro	3 300	3 700	400
Hydro-Manitoba	361	475	114
Saskatchewan Power	223	291	68
Alberta Power	189	191	2
Edmonton Power	209	158	51
TransAlta Utilities	293	264	-29
B.C. Hydro	121	93	-28
Yukon Energy Corporation	14	10	-4
Northwest Territories Power Corporation	21	29	8
Canada	7 770	9 305	1 535

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Au tableau 10.6, on trouve le taux d'endettement des services publics d'électricité qui se situe, en 1990, dans une fourchette comprise entre 69 % et 97 %. Tous les services publics sont en bonne santé financière sauf Nova Scotia Power et Hydro-Manitoba. En revanche, le taux d'endettement des services privés se situait entre 41 % et 48 %, un signe que leur santé financière est, elle aussi, excellente.

Les services publics des États-Unis ont également des taux d'endettement élevés, comparables à ceux des sociétés d'État canadiennes. Tel qu'indiqué au tableau 10.6, Power Authority of the State of New York, Tennessee Valley Authority et Bonneville Power Administration affichent des taux d'endettement de 68 %, 81 % et 100 %, respectivement. Parmi les services privés retenus aux fins de comparaison, le taux d'endettement variait entre 38 % et 55 % en 1989. Dans l'ensemble, la situation financière des services privés d'électricité aux États-Unis n'est pas aussi bonne que celle de leurs homologues canadiens.

Tableau 10.5. Dette à long terme et sources de financement des principaux services d'électricité, 1989

	Dette à long terme	Sources de financement de la dette à long terme	
	(en millions de $)	Canadiennes (%)	Étrangères (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 443	56	44
Newfoundland Light & Power	165	94	6
Maritime Electric Co. Ltd.	22	100	0
Nova Scotia Power	1 532	90	10
Énergie Nouveau-Brunswick	1 860	65	35
Hydro-Québec	23 002	49	51
Ontario Hydro	26 802	75	25
Hydro-Manitoba	3 888	47	53
Saskatchewan Power	1 232	52	48
Alberta Power	551	100	0
Edmonton Power	1 005	100	0
TransAlta Utilities	1 319	97	3
B.C. Hydro	6 727	70	30
Yukon Energy Corporation	57	100	0
Northwest Territories Power Corp.	68	100	0
Canada	69 673	68	32

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.6. Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1985-1989

	1985	1986	1987	1988	1989
CANADA			(%)		
Services publics					
Newfoundland and Labrador Hydro	90	88	86	83	82
Nova Scotia Power	95	96	98	99	97
Énergie NB	88	84	85	83	82
Hydro-Québec	76	76	75	74	74
Ontario Hydro	84	84	84	83	83
Hydro-Manitoba	96	96	97	98	97
Réseau hydro de Winnipeg	68	71	72	75	69
Saskatchewan Power	87	88	87	81	74
Edmonton Power	80	75	75	75	76
B.C. Hydro	86	88	86	81	80
Services privés					
Newfoundland Light & Power	45	43	48	44	48
Maritime Electric Co. Ltd.	43	42	43	47	47
TransAlta Utilities Corporation	33	38	35	39	41
Alberta Power	29	32	39	38	41
ÉTATS-UNIS					
Services publics					
Tennessee Valley Authority	83	83	83	83	81
Bonneville Power Administration	100	100	100	100	100
Power Authority of the State of New York	71	72	74	69	68
Services privés					
Boston Edison Company	51	46	48	50	52
Northeast Utilities	53	52	53	54	52
Consolidated Edison Company of New York	36	36	37	37	38
Niagara Mohawk Power Corporation	46	47	55	55	57
American Electric Power Company	53	53	54	52	47
Northern States Power Company	46	46	43	42	41
Washington Water Power Company	44	48	48	51	49
Pacific Gas and Electric Company	48	46	49	49	48

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

11. PRIX DE REVIENT ET DE VENTE

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Durant les dernières 29 années, la hausse des coûts de construction des centrales, des lignes de transport et des systèmes de distribution, a été plutôt faible, à l'exception de la période entre 1973 à 1981, qui coïncida avec les deux crises du pétrole de 1973 et de 1979. (Voir le tableau 11.1.)

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1973 à 1981. Deux facteurs clés expliquent les augmentations rapides du coût de l'électricité :

Tableau 11.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1962-1990

	Taux d'intérêt moyen	Taux d'augmentation des coûts de construction					
		Hydro	Thermique	Nucléaire	Transport	Distribution	IPC
				(%)			
1962	5,4	2,8	-	-	1,0	1,8	1,2
1963	5,5	3,3	-	-	1,5	0,4	1,7
1964	5,5	3,2	-	-	0,0	2,2	1,8
1965	5,7	5,0	-	-	5,7	2,2	2,5
1966	6,4	6,2	-	-	4,1	5,1	3,7
1967	6,7	3,6	1,1	-	5,2	1,6	3,5
1968	7,8	4,2	2,8	-	2,9	1,2	4,7
1969	8,6	5,7	6,8	-	4,4	4,3	4,5
1970	9,3	6,6	7,4	-	5,0	7,5	3,3
1971	8,5	4,6	6,0	-	5,5	3,5	2,9
1972	8,4	6,3	6,1	6,9	6,3	4,4	4,8
1973	8,6	9,2	9,2	9,5	8,8	9,4	7,6
1974	10,2	18,8	20,5	19,2	19,2	20,4	10,9
1975	10,7	14,3	13,4	13,1	17,6	12,3	10,8
1976	10,4	8,9	10,0	9,7	7,3	5,7	7,5
1977	9,6	5,9	7,9	7,5	7,8	6,6	8,0
1978	10,1	7,7	8,7	8,0	8,0	7,4	9,0
1979	10,9	8,7	11,0	12,7	14,8	13,5	9,2
1980	13,3	10,0	11,6	22,0	13,6	14,0	10,2
1981	16,3	13,7	11,9	11,4	11,3	9,1	12,5
1982	15,9	7,2	6,8	5,3	4,8	9,3	10,8
1983	12,7	4,6	4,1	5,0	3,8	4,1	5,8
1984	13,5	3,2	2,8	0,1	5,3	4,4	4,4
1985	11,7	1,7	3,8	4,8	0,9	5,2	4,0
1986	10,4	4,1	3,5	3,5	2,1	2,4	4,1
1987	10,7	4,1	3,0	1,9	3,8	3,1	4,4
1988	10,9	4,0	5,7	2,8	9,2	6,1	4,1
1989	10,8	4,0	3,8	5,1	3,5	4,5	5,0
1990	11,9	3,9	3,9	3,5	2,5	3,1	4,8

Sources : Taux d'intérêt - Rendement moyen des obligations selon McLeod Young Weir Limited
Coûts de construction et IPC - catalogues 62-007 et 62-001 de Statistique Canada

le taux élevé de l'inflation (selon l'IPC ou le déflateur PIB), qui a augmenté en moyenne de 9,5 %, et le renchérissement des combustibles fossiles, en moyenne de 15 % par année. Le taux d'inflation élevé a un double effet sur l'industrie de l'électricité : les coûts de construction de nouvelles installations grimpent, tout comme le loyer de l'argent.

Au tableau 11.1 figurent également les taux d'intérêt moyens sur la nouvelle dette à long terme des services d'électricité pour la période allant de 1962 à 1990. Les taux ont commencé à augmenter après la première crise pétrolière, pour culminer en 1981 à 16,3 %. Par la suite, ils ont chuté graduellement jusqu'à environ 10,8 % en 1989 et 11,9 % en 1990. Depuis 1982, les augmentations des coûts de construction se sont affaiblies de façon marquée. Ajustées pour tenir compte de l'inflation, les récentes augmentations du coût d'approvisionnement ont été très faibles, voire négatives.

Le tableau 12.1 illustre la progression du coût unitaire des combustibles fossiles utilisés pour produire de l'électricité. Tout comme les coûts de construction, les coûts des combustibles fossiles ont considérablement augmenté entre 1973 et 1981. On estime que le coût du gaz naturel a augmenté en moyenne de 30 % par année, celui du pétrole de 23 %, celui du charbon de l'Est

Tableau 11.2. Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1989

	Charbon de l'Est*	Charbon de l'Ouest**	Mazout	Gaz naturel	Uranium	Total
			(mils/kW.h)			
1969	3,46	1,11	4,97	2,54	-	3,24
1970	3,60	1,38	5,68	2,47	-	3,25
1971	4,20	1,28	5,98	3,15	-	3,46
1972	4,32	1,34	6,41	3,93	-	3,42
1973	4,65	1,43	7,06	3,74	-	3,13
1974	5,38	1,54	11,36	5,18	-	4,10
1975	8,64	2,07	12,87	7,17	-	6,16
1976	11,43	2,97	15,38	11,74	1,14	8,11
1977	11,89	3,20	19,01	15,21	1,34	8,40
1978	13,12	2,88	21,22	16,19	1,61	8,82
1979	16,50	3,11	23,93	15,22	1,65	9,62
1980	18,22	3,75	26,22	15,47	2,65	10,69
1981	20,48	4,83	40,77	23,22	2,68	12,22
1982	22,61	5,76	44,88	30,16	2,87	14,04
1983	23,71	5,96	57,27	31,17	3,25	13,20
1984	24,85	5,94	65,11	34,15	3,84	13,64
1985	26,07	6,59	68,02	31,81	4,74	13,54
1986	25,88	5,13	45,15	27,11	4,52	10,70
1987	25,07	5,84	37,22	22,20	4,77	11,63
1988	22,05	5,51	27,53	25,17	4,53	10,52
1989	20,96	5,63	29,08	18,78	4,62	11,16

* *Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario*
** *Alberta, Saskatchewan et Manitoba*

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Statistique Canada, catalogue 57-202, divers numéros

de 19 % et celui du charbon de l'Ouest de 15 %. Ces coûts ont culminé en 1985. Toutefois, l'effondrement du cours du pétrole en 1986 les a réduit de façon significative, et, en 1989, les coûts du gaz naturel et du charbon de l'Est, utilisés pour la production d'électricité, étaient toujours en perte de vitesse.

Le coût unitaire du charbon dans la production d'électricité varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de la proportion de l'approvisionnement énergétique total d'origine thermique. Le coût unitaire du charbon de l'Ouest canadien servant à produire de l'électricité est passé de 1,11 mils le kW.h en 1969 à 5,63 mils le kW.h en 1989. En comparaison, celui du charbon consommé dans l'Est est passé de 3,46 mils à 20,96 mils le kW.h au cours de la même période. Cette grande différence de coûts s'explique par le fait que, dans l'Ouest, le charbon qui alimente les centrales est produit sur place, alors que celui utilisé dans l'Est est importé.

Au cours des quatorze dernières années, l'électricité d'origine nucléaire affiche le plus faible coût unitaire au Canada : 4,62 mils le kW.h en 1989, contre 29,08 mils pour le pétrole, 18,78 mils pour le gaz naturel, 20,96 mils pour le charbon consommé dans l'Est du pays et 5,63 mils pour le charbon de l'Ouest. Toutefois, en termes d'augmentations en pourcentage, le coût unitaire de l'uranium pour la production de l'électricité a augmenté à un taux annuel moyen de 11 % entre 1969 et 1989, contre 4 % pour le gaz naturel et 5 % pour le charbon consommé dans l'Est, pour le charbon produit dans l'Ouest et pour le pétrole.

ÉTABLISSEMENT DES PRIX

Au Canada, les services d'électricité établissent leurs tarifs sur la base du coût moyen de production qui est généralement inférieur au coût marginal de production. Bien que la tarification selon le coût marginal assure le rendement (c'est-à-dire réduit l'écart coût-prix), cette méthode d'établissement des prix n'a pas encore été adoptée par

Tableau 11.3. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1981-1990

Variation des tarifs (en %) : moyenne établie pour toutes les catégories de clients

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Newfoundland and Labrador Hydro	15,8	-	18,2	-	-	-1,7	-	-	1,0	8,2
Newfoundland Light & Power	14,6	-	12,0	-	-	8,7	3,0	-1,1	2,0	12,5
Maritime Electric Co. Ltd.	21,4	-**	-**	-	3,7	-3,8	-	-1,3	-	5,5
Nova Scotia Power	36,6	-	-	-	-	-	-	-	6,3	2,5
Énergie Nouveau-Brunswick	9,8	-	8,8	6,2	4,6	-	-	-	-	-
Hydro-Québec	10,6	16,3	7,3	4,0	4,0	5,4	4,9	3,9	4,7	7,4
Ontario Hydro	10,0	10,0	8,2	7,5	8,6	4,0	5,0	4,7	5,3	5,9
Hydro-Manitoba	-	-	9,5	7,9	5,0	2,8	9,7	4,5	6,0	4,0
Saskatchewan Power	16,1	7,5	12,6	9,2	-	7,5	7,5	6,1	3,9	-1,9
Edmonton Power	12,0	13,2	8,0	5,0	6,7	0	3,0	1,9	-	-
TransAlta Utilities	13,0	4,0	15,0	-	1,7	6,1	-1,8	-1,0	5,5	-1,1
Alberta Power	28,9	-11,6*	2,0	-	-4,3	-8,6	-5,0	14,5	2,6	3,7
B.C. Hydro	2,6	20,0*	6,0	6,5	3,8	1,8	-	-	3,0	1,5

* *D'après le tarif dans le secteur résidentiel.*

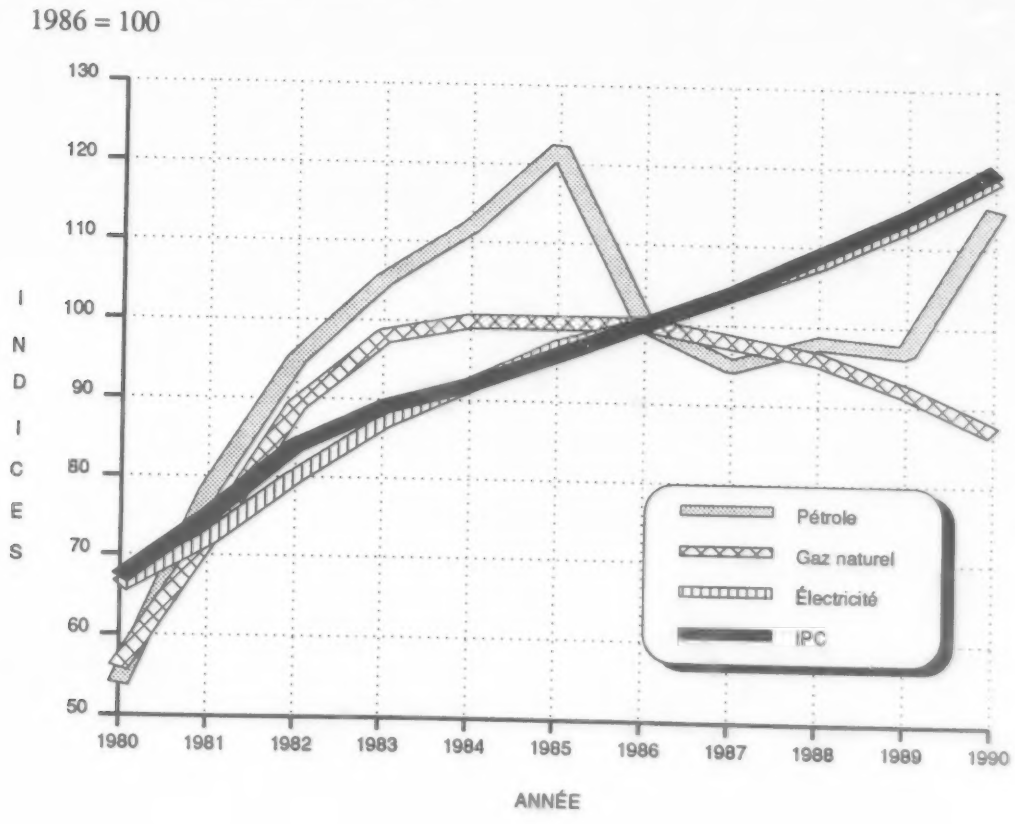
** *Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et des redressements du prix des combustibles.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

les services d'électricité car la structure du coût marginal est complexe. Par ailleurs, les services d'électricité et les faibles prix de l'électricité ont toujours été conçus par les provinces comme des instruments de développement économique. Toutefois, la structure tarifaire s'est améliorée depuis la première crise pétrolière de 1973, et plusieurs nouvelles méthodes d'établissement des prix ont été mises en oeuvre. Par exemple, les groupes de tarifs décroissants pour les consommateurs résidentiels (c'est-à-dire plus la consommation est grande, plus les tarifs sont réduits) ont été remplacés par les tarifs uniformes à Terre-Neuve, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Saskatchewan, en Alberta et au Yukon. Des tarifs saisonniers ont été introduits en Ontario en janvier 1989 et des clauses d'ajustement automatique pour l'augmentation des coûts des combustibles ont été intégrées à même la structure tarifaire des services d'électricité qui exploitent des centrales au mazout. L'objectif de toutes ces nouvelles structures tarifaires est de réduire l'écart coût/prix.

On trouve au tableau 11.3 le taux annuel des augmentations tarifaires pour les principaux services d'électricité à travers le Canada au cours des derniers dix ans. En 1990, Newfoundland Light & Power affichait le taux d'accroissement le plus élevé avec 12,5 %, suivi par Newfoundland and Labrador Hydro avec 8,2 % et Hydro-Québec avec 7,4 %. Ontario Hydro affichait également un taux d'accroissement modéré de 5,9 %. La moyenne pondérée pour le Canada était de 4,9 %, contre 4,3 % en 1989. Ces dernières correspondaient à l'IPC qui affichait des augmentations de 5,0 % en 1989 et de 4,8 % en 1990.

Figure 11.1. Indice des prix, 1980-1990



Le tableau 11.4 fournit des données sur le produit moyen de la vente d'électricité dans chaque province. Étant donné que les tarifs d'électricité sont réglementés par les provinces et sont fixés de façon à couvrir les coûts de production, les taux d'accroissement s'accordent au taux d'inflation. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du produit unitaire a été de 6,2 % entre 1980 et 1989. Le taux d'inflation, mesuré par l'IPC, a été de 6,1 % au cours de la même période.

Les états financiers des principaux services d'électricité figurent au tableau 11.5. En 1989, les seize principaux services d'électricité au pays avaient des recettes totales d'exploitation de 19,3 milliards de dollars, en hausse par rapport aux 18,6 milliards de dollars de 1988, soit une augmentation de 3,8 %. Le revenu net en 1989 s'élevait à 2,3 milliards de dollars contre 1,8 milliard de dollars en 1988. L'augmentation considérable du revenu net de SaskPower en 1989 s'explique par le gain de 226 millions de dollars attribuable à la vente de titres de participation dans la Saskatchewan Energy Corporation.

Les prix de revient de l'électricité varient d'une région à l'autre, en fonction des modes de production, de la taille du service et de son marché, des ressources intérieures et de la répartition géographique de la clientèle. Au tableau 11.6 figurent les coûts mensuels en vigueur en janvier 1991 dans un éventail de villes canadiennes. Montréal et Winnipeg affichaient le tarif résidentiel le plus faible, Montréal, celui du seteur commercial et Winnipeg, celui du secteur industriel.

À la figure 11.1, on retrouve les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'IPC, de même que les variations de l'indice lui-même. On voit que, depuis l'effondrement du cours du pétrole en 1986, le prix de l'électricité a augmenté au même rythme que l'IPC alors que celui du gaz naturel a chuté malgré la hausse de l'inflation. Le prix du pétrole a également chuté depuis 1986, mais connaît une remontée depuis 1990.

Tableau 11.4. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1980-1989

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
					(cents courants/kW.h)					
T.-N.	2,3	2,8	3,6	3,7	3,9	4,7	3,9	4,0	4,0	4,1
Î.-P.-É.	8,1	10,0	12,0	12,3	12,8	12,9	11,5	10,3	10,8	10,2
N.-É.	4,5	4,9	5,9	6,9	7,5	7,3	6,9	6,8	7,0	6,9
N.-B.	4,1	4,8	5,1	5,4	5,5	5,8	5,5	5,5	5,3	5,5
Qué.	2,2	2,6	3,1	3,4	3,4	3,5	3,4	3,4	3,6	3,9
Ont.	2,9	3,2	3,6	3,9	4,2	4,5	4,5	4,9	5,1	5,4
Man.	2,8	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,6	3,9	4,0	4,1
Sask.	2,9	3,6	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,5	5,8	6,1
Alb.	3,4	4,1	4,9	5,2	5,4	5,4	5,4	5,3	5,0	4,9
C.-B.	2,6	3,0	3,8	3,8	4,1	4,4	4,2	4,2	4,2	4,2
Yukon	5,3	6,7	8,3	8,3	8,6	9,0	7,8	7,4	7,7	7,1
T. N.-O.	10,0	11,5	14,8	17,9	16,7	16,3	15,9	17,0	17,0	20,0
Canada	2,8	3,1	3,7	3,9	3,9	4,1	4,3	4,2	4,5	4,8

Source : Statistique Canada, catalogue 57-202

Tableau 11.5. États financiers des principaux services d'électricité, 1989

	Revenu total	Frais d'exploitation	Combustible	Achat d'énergie	Amortissement	Impôts	Intérêts	Perte au change	Autres frais	Revenu net
	(en millions de dollars courants)									
Newfoundland and Labrador Hydro	324	66	70	-	26	-	135	-	4	23
Newfoundland Light & Power	278	49	-	157	21	10	19	-	(2)	24
Maritime Electric Company Limited	66	13	-	34	5	5	4	-	-	5
Nova Scotia Power	602	84	225	5	60	5	152	-	51	20
Énergie NB	958	121	259	110	105	-	198	-	139	26
Hydro-Québec	5 559	1 597	-	253	585	324	2 165	70	-	565
Ontario Hydro	6 346	1 534	1 132	230	845	177	1 697	31	1	699
Hydro-Manitoba	664	248	-	33	88	29	242	-	-	24
Réseau de Winnipeg	110	27	-	54	3	2	10	-	5	9
Saskatchewan Power	683	186	123	-	90	-	140	-	(292)	436
Alberta Power	440	148	38	-	57	62	65	-	-	70
Edmonton Power	349	53	-	79	18	24	6	-	80	89
TransAlta Utilities	970	233	-	24	170	184	164	-	43	152
B.C. Hydro	1 821	350	303	-	202	102	768	-	(64)	160
Yukon Energy Corporation	19	7	-	-	2	-	5	-	-	5
Northwest Territories Power Corporation	82	40	30	-	9	-	4	-	-	(1)
Canada	19 271	4 756	2 180	979	2 286	924	5 774	101	(35)	2 306

Source : Calculés à partir des rapports annuels des services d'électricité, 1989

Tableau 11.6. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1991 (en dollars)*

Secteur :	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW) :	-	100	1 000
Consommation (kW.h) :	1 000	25 000	400 000
St. John's	85	2 275	23 600
Charlottetown	110	2 925	32 000
Halifax	84	2 325	25 200
Fredericton	74	1 675	22 000
Montréal	59	1 188	20 800
Ottawa	62	1 610	23 120
Toronto	78	1 431	19 768
Winnipeg	59	1 524	17 791
Regina	81	2 288	19 956
Saskatoon	81	2 285	29 080
Calgary	66	1 724	20 714
Edmonton	67	1 968	22 640
Vancouver	62	1 574	17 814
Whitehorse	78	2 280	26 480
Yellowknife	115	2 903	42 600

* *Les factures incluent les taxes de vente, les rabais et les subventions.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

12. PERSPECTIVES D'AVENIR

Au cours des dernières années, il est devenu difficile de prévoir la demande d'électricité, en grande partie à cause du bouleversement de l'économie, résultat de la flambée des prix des ressources énergétiques, notamment de 1975 à 1977 et de 1980 à 1982. De par le monde, le renchérissement des ressources énergétiques a provoqué des perturbations qui ont appelé des rajustements au chapitre des quantités et des sources d'énergie utilisées, et remis en question certaines utilisations. L'effondrement des cours du pétrole en 1986 est venu renforcer ce climat d'incertitude alors que les ajustements aux modèles de consommation énergétique rendent toujours difficiles les prévisions économiques. Ces difficultés créent, à leur tour, un climat d'incertitude à l'égard de la demande d'électricité si étroitement liée à la croissance économique.

En dépit de cette incertitude, il est impératif d'effectuer des prévisions de la demande afin de s'assurer que la capacité installée permettra de répondre aux besoins. En effet, la mise en service de nouvelles centrales comporte de longs délais de réalisation, et les services d'électricité doivent donc prévoir la demande de nombreuses années à l'avance.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE

Au cours des vingt prochaines années, la croissance économique et démographique devrait être beaucoup plus faible qu'au cours des trente dernières années. On prévoit que le Produit intérieur brut réel croîtra en moyenne de seulement 2,1 % pour la période allant de 1990 à 2010, c'est-à-dire la moitié de la moyenne traditionnelle de 4,2 % atteinte au cours des derniers trente ans. Quant à la croissance démographique, on prévoit qu'elle sera en moyenne

Tableau 12.1. Prévisions de la demande d'électricité intérieure

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1990-2010
				(GW.h)			(%)
T.-N.	10 650	11 718	12 561	13 798	15 225	16 823	2,3
Î.-P.-É.	752	777	844	942	1 101	1 264	2,6
N.-É.	9 678	10 431	11 692	13 162	14 860	16 765	2,8
N.-B.	13 173	14 325	16 482	18 824	21 149	23 790	3,0
Qué.	157 308	167 600	190 100	208 000	217 700	227 700	1,9
Ont.	142 818	150 817	167 988	182 499	199 218	219 342	2,2
Man.	17 450	18 293	19 202	21 320	23 153	24 926	1,8
Sask.	13 589	14 346	16 640	18 361	19 693	20 879	2,2
Alb.	42 041	44 092	51 373	58 755	63 727	69 166	2,5
C.-B.	57 206	59 615	63 220	65 115	71 785	78 125	1,6
Yukon	480	465	488	510	533	558	0,8
T. N.-O.	472	499	543	568	594	621	1,4
Canada	465 617	492 978	551 133	601 854	648 738	699 959	2,1

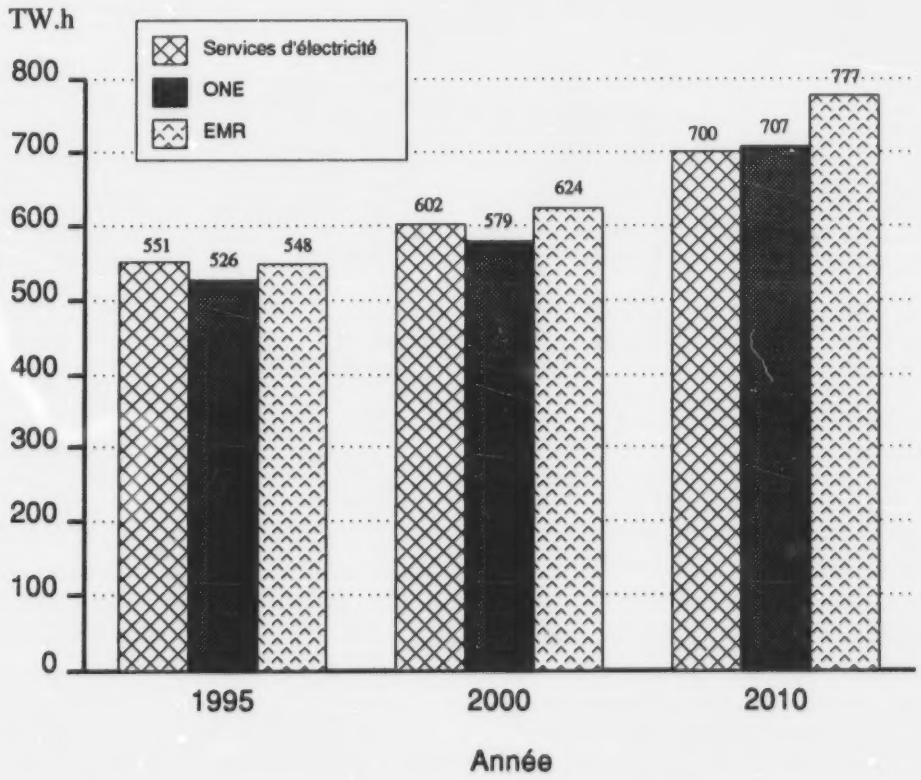
* *Données actuelles*

Sources : Services d'électricité canadiens et Office national de l'énergie

de 0,9 % pour la même période soit beaucoup moins que les 2,0 % qu'elle avait atteints de 1960 à 1990. Durant les vingt prochaines années, on n'envisage pas non plus de modifications structurelles de notre économie qui restera axée sur les industries de services au détriment des industries de production de biens. C'est pourquoi on prévoit un faible taux d'accroissement de la demande d'électricité. Pour un aperçu des prévisions de la demande réparties sur les dix provinces et les deux territoires, se rapporter au tableau 12.1. Les principaux services d'électricité ont fait parvenir au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) en mars 1991 les prévisions pour leur zone de service respective. L'Office national de l'énergie (ONE) a établi les scénarios pour les services de moindre envergure et les établissements industriels. La Direction de l'énergie électrique d'EMR a ensuite compilé les données provenant de ces deux sources pour prévoir la demande par province et territoire. Comme l'indique le tableau 12.1, la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada augmentera en moyenne de 2,1 % par an pour la période visée (1990-2010).

Divers scénarios de la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada sont présentés à la figure 12.1. À des fins de comparaison, sont indiquées les prévisions les plus récentes, notamment celles du Modèle de la demande et de substitution énergétique d'EMR, du Modèle de l'offre et de la demande de l'ONE ainsi que les prévisions des principaux services d'électricité du pays. Au cours des prochains vingt ans, l'ONE prévoit une croissance annuelle de 2,1 % alors que les services d'électricité prédisent 2,1 % et EMR 2,6 %. Quoi qu'il en soit, toutes les prévisions annoncent une croissance bien inférieure à

Figure 12.1 Comparaison des prévisions de la demande d'électricité



celle de 5,2 % qui avait été observée entre 1960 et 1990.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE POINTE

Un réseau d'électricité doit répondre à deux besoins essentiels : produire suffisamment d'énergie pour combler la demande énergétique et pouvoir compter sur une capacité installée capable de répondre à la demande de pointe. C'est en hiver que tous les principaux services d'électricité des dix provinces et des deux territoires connaissent leur demande de pointe. Au tableau 12.2, on trouve les demandes de pointe des provinces et territoires, selon les prévisions des principaux services pour la période hivernale 1990-2010. La demande de pointe pour l'ensemble du Canada augmentera à un taux annuel moyen de 2,3 %, soit un peu moins que celui de la demande d'électricité de 2,1 %, ce qui semble indiquer que le facteur de charge du réseau canadien d'électricité chutera de 66 % en 1990 à 64 % prévu pour l'an 2010.

PRÉVISIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

À en juger par les taux d'accroissement prévus de la demande qui sont présentés aux tableaux 12.1 et 12.2, la capacité installée totale du Canada connaîtra une croissance annuelle moyenne de 1,6 %, ce qui la ferait passer de près 104 GW en 1990 à quelque 143 GW vers la fin de 2010. (Voir le tableau 12.3.) Cette progression est légèrement inférieure au taux de croissance de la demande et de la demande de pointe, en raison de la surcapacité que possèdent

Tableau 12.2. Prévisions de la demande de pointe intérieure

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1990-2010
				(MW)			(%)
T.-N.	1 914	1 964	2 129	2 385	2 671	2 992	2,5
Î.-P.-É.	135	141	150	163	193	218	2,4
N.-É.	1 773	1 960	2 193	2 466	2 783	3 141	2,8
N.-B.	2 756	2 843	3 247	3 685	4 192	4 774	2,9
Qué.	28 344	30 728	33 429	37 948	42 405	45 175	2,5
Ont.	23 168	24 951	28 049	30 108	32 773	36 047	2,3
Man.	3 616	3 678	3 974	4 317	4 652	4 986	1,6
Sask.	2 388	2 549	2 916	3 193	3 411	3 609	2,1
Alb.	6 488	6 790	8 050	9 110	9 983	11 040	2,1
C.-B.	9 346	9 714	10 274	10 914	12 074	13 174	1,9
Yukon	81	80	83	89	93	97	0,9
T. N.-O.	116	122	133	138	144	149	1,4
Canada	80 125	85 520	94 627	104 516	115 374	125 402	2,3

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

certaines provinces à l'heure actuelle.

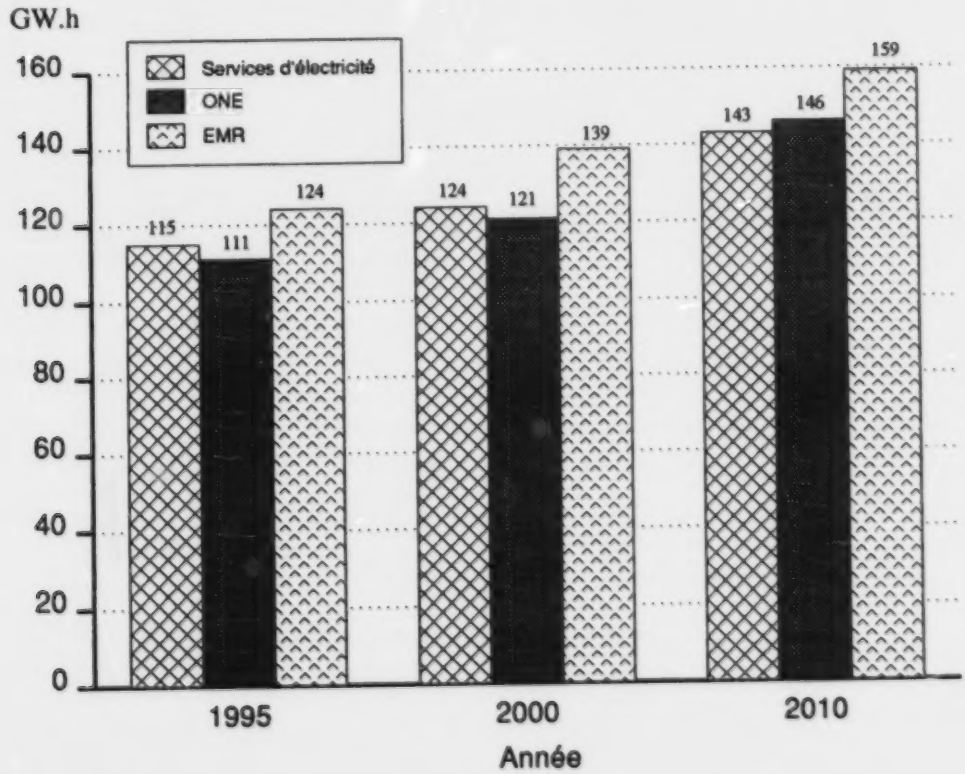
On trouve au tableau 12.4 les prévisions de la capacité installée réparties par source d'énergie pour la période 1990-2010. En raison des préoccupations environnementales du grand public, le charbon devrait voir sa part de la capacité reculée de façon significative d'environ 18 % de la capacité installée totale en 1990 à 11 % en l'an 2010. Le mazout et le gaz naturel sont principalement utilisés pour la production d'énergie en vue de répondre aux demandes de pointe, et leurs parts de la capacité se maintiendront, durant cette période, autour de 7 % et 5 % respectivement. La part de l'hydraulique se stabilisera également à 57 % alors que celle du nucléaire augmentera légèrement de 13 % de la capacité totale en 1990 à 14 % en 2010.

À la figure 12.2, sont comparées diverses prévisions portant sur la capacité installée totale du pays. On observe de nouveau que celles des services d'électricité occupent le bas de la plage, suivies par celles de l'ONE et d'EMR. Pour la période allant de 1990 à 2010, les services d'électricité prévoient un accroissement total d'environ 39 GW, à raison de 1 950 MW par année, contre 32 GW soit 2 100 MW par année pour l'ONE et 55 GW ou 2 750 MW par année dans le cas d'EMR. Par ailleurs, les services d'électricité prévoient un taux d'accroissement de 1,6 % par an, l'ONE de 1,7 % et EMR de 2,1 %.

PRÉVISIONS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Pour répondre à la fois à la demande intérieure d'électricité (tableau 12.1) et aux demandes d'exportations (figure 12.4), les

Figure 12.2. Diverses prévisions de la capacité installée



services d'électricité ont préparé des prévisions de la production totale d'électricité pour la période allant de 1990 à 2010. (Voir le tableau 12.5.) Il semble que l'hydraulique maintiendra sa prépondérance, et sa part du total ne fléchira que de 3 %, de 62 % en 1990 à 59 % en 2010. La production d'électricité à partir du charbon perdra du terrain et sa part du marché reculera de 4 %, de 17 % en 1990 à 13 % en 2010, en raison surtout des préoccupations environnementales.

Depuis quelques années, les cours du pétrole sont en baisse, conjoncture qui, à court terme, incite les services d'électricité à utiliser leurs centrales au mazout, mais ces cours devraient se redresser dans un avenir rapproché. À longue échéance, on continuera d'avoir recours au mazout pour alimenter les centrales de pointe et les groupes électrogènes desservant les collectivités éloignées. Après 1990, le recours au mazout diminuera en fonction de l'augmentation de la demande générale. D'ici l'an 2010, la part du mazout dans la production totale d'électricité ne sera plus que de 2 % contre 3 % en 1990.

À long terme, le recours au gaz naturel pour la production d'électricité se stabilisera à 2 % de la production totale.

La part du nucléaire dans la production totale d'électricité passerait de 15 % en 1990 à 19 % en l'an 2010. La centrale nucléaire de Darlington en Ontario, qui sera sans doute achevée en 1993, sera à l'origine de cette nouvelle capacité nucléaire. Après 2010, la part du nucléaire chutera puisqu'aucune autre centrale n'est en construction.

Tableau 12.3. Prévisions de la capacité installée par province

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1990-2010
			(MW)				(%)
T.-N.	7 465	7 467	7 546	8 252	8 559	8 564	0,7
Î.-P.-É.	122	124	124	124	124	124	0,1
N.-É.	2 162	2 201	2 396	2 991	3 206	3 466	2,4
N.-B.	3 518	3 480	4 238	4 630	4 843	5 488	2,2
Qué.	28 859	28 896	33 767	38 369	44 179	46 035	2,4
Ont.	33 565	34 736	36 861	35 111	38 755	42 346	1,2
Man.	4 473	4 927	5 608	5 707	6 384	6 629	2,0
Sask.	2 846	2 830	3 178	3 683	3 881	3 939	1,6
Alb.	8 283	8 397	8 991	11 622	10 846	12 934	2,3
C.-B.	12 503	12 459	12 423	13 451	12 803	13 143	0,3
Yukon	127	122	125	179	135	139	0,5
T. N.-O.	197	187	204	189	219	230	0,8
Canada	104 120	105 826	115 461	124 308	133 934	143 037	1,6

**Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Il est intéressant de noter que les services d'électricité, notamment Ontario Hydro, TransAlta Utilities et B.C. Hydro prévoient tirer une bonne partie de leur électricité de producteurs indépendants. Comme l'indique le tableau 12.6, la production d'électricité d'autres sources, y compris celle des producteurs indépendants, augmentera considérablement à partir de 1995. Vers la fin de 2010, la production de sources indépendantes représentera environ 5 % de la production totale d'électricité.

On trouve à la figure 12.3 une comparaison de divers scénarios pour la production d'électricité. Entre 1990 et 2010, EMR prévoit un taux d'accroissement annuel moyen de 2,9 %, l'ONE de 2,5 % et les services d'électricité de 2,2 %.

PRÉVISIONS DES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS

Entre le Canada et les États-Unis, il existe en quelque sorte une situation de libre-échange en fait de commerce de l'électricité : il y a peu d'intervention directe des gouvernements dans le processus de négociation de contrats, aucun tarif et la réglementation est réduite à sa plus simple expression. Suite à la mise en oeuvre de l'*Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis*, d'autres barrières non tarifaires seront graduellement éliminées ce qui aura pour effet d'accroître le commerce de l'électricité entre les deux pays. Le tableau 12.7 présente les exportations prévues d'électricité aux États-Unis, par province, pour la période 1990-2010. Une comparaison des prévisions des exportations d'électricité est donnée à la figure 12.4.

Figure 12.3. Comparaison des prévisions de la production d'électricité

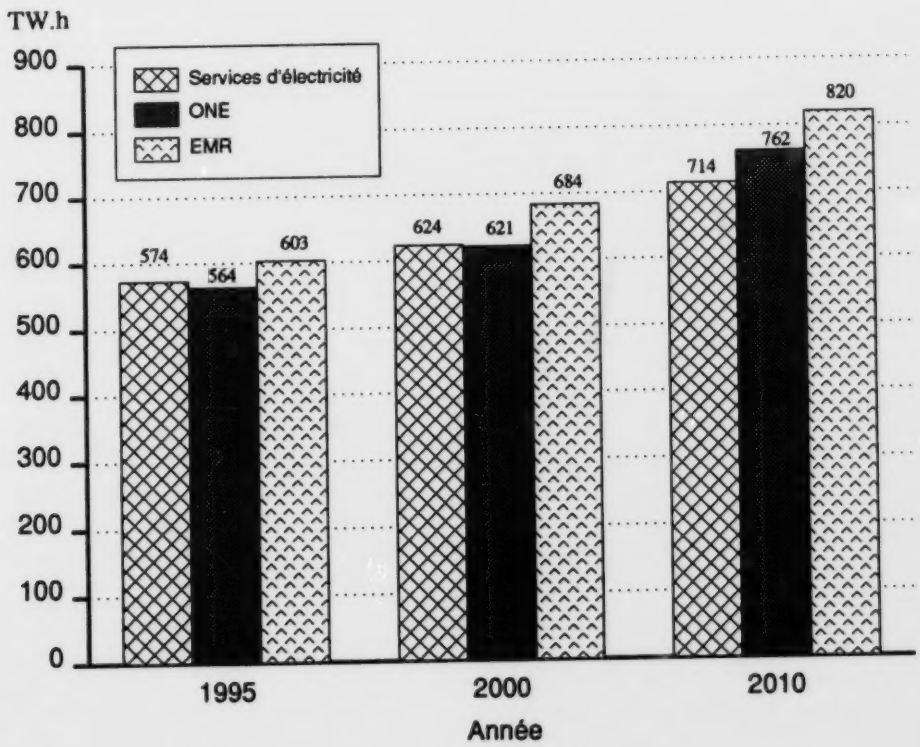


Tableau 12.4. Prévisions de la capacité installée par source d'énergie au Canada

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010
			(MW)			
Charbon	19 238	18 945	19 788	22 201	18 460	16 160
Mazout	7 153	7 086	8 324	8 223	9 418	10 554
Gaz naturel	3 896	4 643	5 187	5 067	6 513	7 312
Nucléaire	13 538	14 473	16 343	15 517	16 348	19 543
Hydraulique	59 381**	59 912	64 782	72 228	79 593	82 108
Autres***	914	767	1 037	1 072	3 602	7 360
Total	104 120	105 826	115 461	124 308	133 934	143 037

* *Données actuelles*
** *Inclut l'énergie marémotrice*
*** *Capacité tirée du traitement de copaux de bois et de gaz résiduels*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.5. Production d'électricité par province : prévisions des services d'électricité

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1990-2010
			(GW.h)				(%)
T.-N.	36 813	42 430	44 873	45 154	46 387	47 430	1,3
Î.-P.-É.	81	197	471	497	497	497	9,5
N.-É.	9 430	10 260	11 342	12 812	14 510	16 415	2,8
N.-B.	16 665	15 842	19 152	21 602	23 906	26 547	2,4
Québec	135 458	152 492	170 750	197 150	212 750	222 800	2,5
Ontario	129 343	151 843	167 663	177 259	181 885	211 092	2,2
Man.	20 149	26 771	29 813	31 508	35 502	37 700	3,2
Sask.	13 540	14 323	16 522	18 273	19 622	20 762	2,2
Alb.	42 874	43 755	51 277	58 384	63 266	68 416	2,4
C.-B.	60 662	59 367	60 727	59 862	64 582	71 137	0,8
Yukon	480	465	488	510	533	558	0,9
T. N.-O.	472	499	543	569	425	708	2,2
Canada	465 967	518 244	573 621	623 580	663 865	714 342	2,2

**Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE COMBUSTIBLES

Les prévisions relatives à la demande de combustibles du tableau 12.8 sont fondées sur celles de la production d'électricité présentées au tableau 12.6. On prévoit qu'entre 1990 et 2010, la consommation de charbon en Ontario accusera une baisse de 1,2 million de tonnes en raison de l'augmentation de sa production d'origine nucléaire. Il n'empêche que la Nouvelle-Écosse augmentera sa consommation de charbon de 3 millions de tonnes et le Nouveau-Brunswick de 1,5 million de tonnes. Les provinces grandes consommatrices de charbon, la Saskatchewan et l'Alberta, augmenteront elles aussi leur consommation pour la production d'électricité de 4 et de 7 millions de tonnes respectivement.

L'utilisation du mazout pour la production d'électricité augmentera légèrement jusqu'en 1995. Tel qu'indiqué ci-dessus, elle régressera et les produits pétroliers n'alimenteront plus que les centrales de pointe et les groupes électrogènes des collectivités éloignées.

Pendant la période visée (1990-2010), la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité serait relevée de 5 % par an. Les principaux autoproducteurs industriels, notamment ceux de l'Alberta et de l'Ontario, sont les plus gros consommateurs de gaz naturel destiné à la production d'électricité. Les services d'électricité albertains d'envergure absorbent eux aussi une bonne part du gaz naturel servant à la production d'électricité.

À mesure que le taux de pénétration de l'électronucléaire augmente au Canada, les besoins en uranium des centrales iront croissants et augmenteront de 3 % par an.

PRÉVISIONS DES DÉPENSES EN CAPITAL

De 1991 à 2000, les principaux services d'électricité au Canada engageront des dépenses d'immobilisation de l'ordre de 151 milliards de dollars, une moyenne de 15 milliards de dollars par an. Le Québec dépensera le plus avec 67 milliards soit 45 % des dépenses totales. Une grande partie de ces

Tableau 12.6. Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010
			(GW.h)			
Charbon	77 442	87 308	99 040	99 018	103 563	90 633
Mazout	14 699	13 640	13 238	13 052	14 372	15 105
Gaz naturel	9 207	6 929	10 130	14 047	17 881	12 472
Nucléaire	68 837	83 812	100 176	110 695	106 280	132 838
Hydraulique	293 147	322 515	345 990	378 381	403 217	417 993
Autres**	2 635	4 040	5 047	8 387	18 552	45 301
Total	465 967	518 244	573 621	623 580	663 865	714 342

* *Données actuelles*
** *Production d'électricité à partir de copeaux de bois et de gaz résiduels*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

dépenses seront engagées pour la Phase II de la baie James et les aménagements hydro-électriques de Grande Baleine. L'Ontario investira environ 48 milliards de dollars dans le secteur de l'énergie électrique, soit environ 32 % des dépenses canadiennes. La centrale nucléaire de Darlington et quelques aménagements hydrauliques en absorberont la plus grande part. (Voir le tableau 12.9.)

Le tableau 12.10 résume les dépenses en capital par fonction des principaux services d'électricité. Au cours de la période visée (1991-2000), 54 % des dépenses seront consacrées à la production, 23 % au transport, 13 % à la distribution et 10 % à d'autres types d'installations.

PRÉVISIONS DES ÉMISSIONS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Les services d'électricité prévoient que les émissions de gaz carbonique augmenteront encore durant les 20 prochaines années; de 96 millions de tonnes en 1990 à 132 millions de tonnes en 2010. (Voir la figure 12.4.) La production au charbon représentera 81 % du total de ces émissions, suivie de celle au mazout à 11 % et de celle au gaz naturel à 8 %.

Suite au recours à des nouvelles techniques de réduction des émissions, les services d'électricité prévoient que les émissions d'anhydride sulfureux seront considérablement réduites entre 1990 et 2010. (Voir le tableau 12.11.) Les prévisions en ce qui a trait aux émissions d'oxyde d'azote se trouvent au tableau 12.12.

Tableau 12.7. Exportations d'électricité aux États-Unis

	1990*	1991	1995	2000	2005	2010
			(GW.h)			
Nouveau-Brunswick	4 185	4 910	2 616	2 717	2 700	2 700
Québec	5 098	10 000	9 100	16 800	22 500	22 500
Ontario	738	4 615	7 664	9 200	7 200	8 500
Manitoba	1 932	5 799	9 366	7 038	3 286	3 569
Saskatchewan	60	112	88	88	0	0
Colombie-Britannique	4 481	500	500	3 100	3 100	3 100
Canada	16 494	25 936	29 334	38 943	38 786	40 369

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.8. Besoins en combustibles pour la production d'électricité

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel ($10^6 m^3$)	Uranium (tonnes)
1990*	41 822	3 887 653	3 084	1 386
1991	45 753	3 499 682	2 540	1 452
1995	51 144	4 275 176	3 509	1 734
2000	53 377	4 203 797	4 535	1 915
2005	59 673	4 685 094	5 712	1 838
2010	59 790	4 938 598	8 514	2 297

* *Données actual*

Note : 1 m^3 mazout = 6,3 bbls
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.9. Dépenses en capital des principaux services d'électricité, 1990-2000

	1990*	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	140	110	113	148	201	199	628	929	1 262	1 248	378
Î.-P.-É.	15	19	17	33	92	46	16	16	18	20	29
N.-É.	262	391	277	153	137	187	235	322	252	243	367
N.-B.	500	604	710	507	285	126	201	436	392	195	148
Qué.	3 177	4 592	5 093	6 333	6 269	5 824	6 375	7 297	7 991	8 594	8 906
Ont.	3 700	4 100	4 400	4 000	4 100	4 300	4 900	5 100	5 400	5 700	6 300
Man.	475	532	393	379	466	627	773	1 039	1 244	1 510	1 298
Sask.	291	411	299	286	365	349	286	195	201	316	419
Alb.	613	700	557	540	761	846	880	947	1 083	1 117	1 006
C.-B.	93	196	309	407	537	565	438	332	280	319	296
Yukon	20	16	24	31	31	10	9	13	13	13	13
T. N.-O.	29	24	26	19	14	14	21	21	21	21	21
Canada	9 305	11 695	12 218	12 836	13 258	13 093	14 762	16 647	18 157	19 296	19 181

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 12.10. Dépenses en capital par fonction, 1990-2000

	1990*	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	(en millions de dollars courants)										
Production	5 558	6 629	6 836	6 776	6 885	6 870	7 589	8 318	9 690	10 771	10 968
Transport	1 875	2 388	2 492	2 617	2 927	2 706	3 834	4 705	4 624	4 680	4 333
Distribution	1 116	1 455	1 586	1 968	2 061	2 097	1 919	2 076	2 263	2 256	2 237
Autres**	756	1 223	1 304	1 475	1 385	1 420	1 380	1 548	1 548	1 589	1 643
Total	9 305	11 695	12 218	12 836	13 258	13 093	14 762	16 647	18 157	19 296	19 181

* *Données actuelles*
** *Inclut les postes des réseaux de transport et de distribution*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources

Tableau 12.11.
Prévisions des émissions de SO_2 par source d'énergie au Canada

	Charbon	Mazout
	(1 000 tonnes)	
1990	638	67
1995	589	59
2000	548	29
2005	422	18
2010	362	14

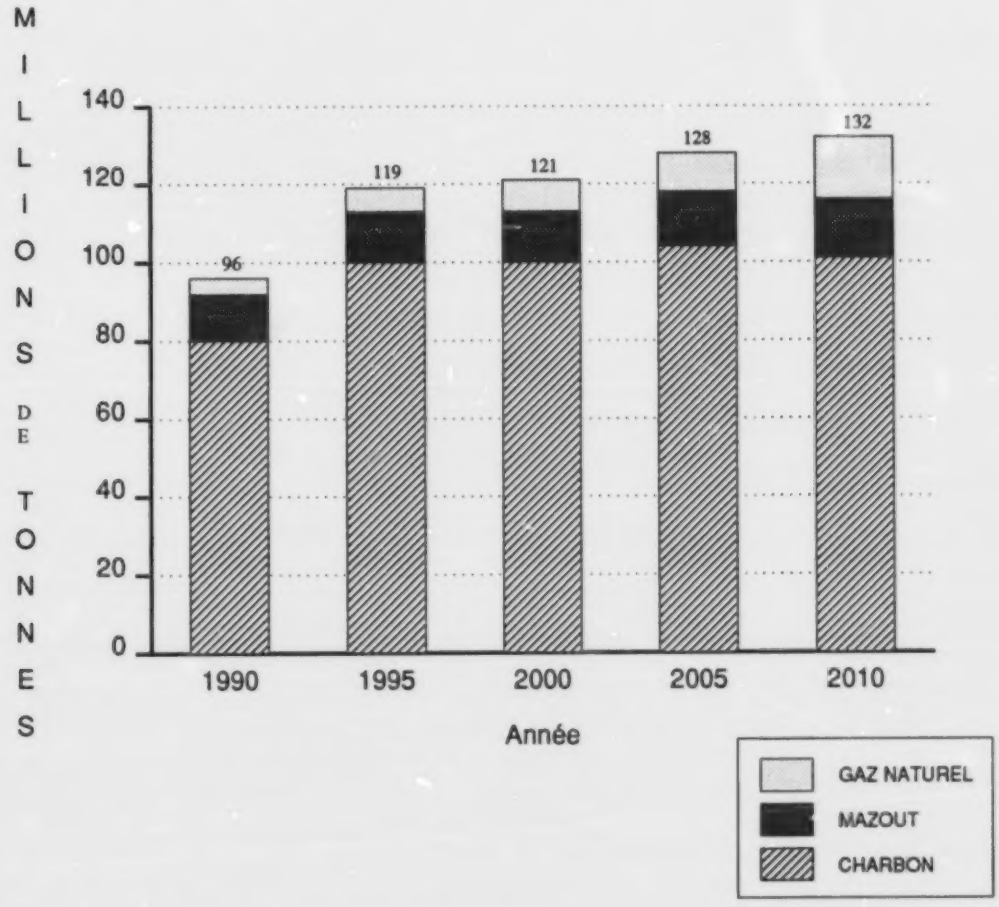
Source : Services canadiens d'électricité

Tableau 12.12.
Prévisions des émissions de NO_x par source d'énergie au Canada

	Charbon	Mazout	Gaz naturel
	(1 000 tonnes)		
1990	259	10	4
1995	209	13	2
2000	212	11	2
2005	210	12	3
2010	185	12	3

Source : Services canadiens d'électricité

Figure 12.4. Prévisions des émissions de CO_2 par source d'énergie



13. LA GESTION AXÉE SUR LA DEMANDE

SON IMPORTANCE

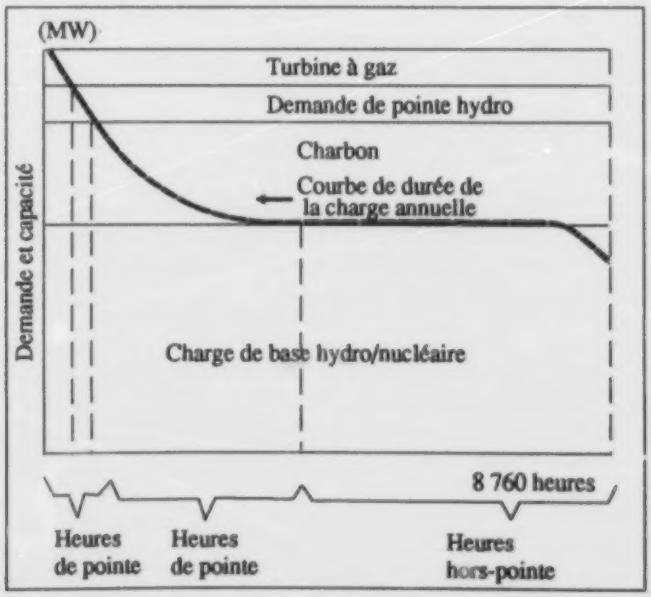
Les services canadiens d'électricité sont familiers avec le principe de la gestion axée sur la demande. Ils offrent depuis déjà plusieurs décennies des tarifs réduits pour l'énergie interruptible, et ils cherchent à améliorer le rendement de l'éclairage depuis le début du siècle. Toutefois, au seuil des années 1990, les services d'électricité consacrent plus d'efforts à la gestion axée sur la demande (GAD) et, dans certaines provinces, les initiatives individuelles sont intégrées dans des programmes complets de GAD. Ces derniers sont envisagés comme un moyen de fournir un service d'électricité de qualité et ce, d'une manière souple, économique et respectueuse de l'environnement.

Depuis toujours, les services d'électricité ont répondu à l'accroissement de la demande d'énergie électrique en construisant de nouvelles installations de production, ce qui a suscité une croissance non planifiée, à laquelle on devait répondre peu importe son importance, à toutes heures du jour et en toutes saisons.

Les activités conçues pour répondre à la charge, au lieu de la gérer, se répercutent financièrement sur les services et, éventuellement, sur leurs clients. Selon les stratégies de planification traditionnelles des services d'électricité, il est nécessaire de mettre en service des installations de production supplémentaires lorsqu'il y a accroissement de la charge. Avec le temps, les services d'électricité se voient contraints d'avoir recours à des installations toujours plus coûteuses, que ce soit des centrales hydroélectriques dans des régions éloignées des centres de consommation, des combustibles nouveaux ou de remplacement, ou, encore, l'importation. Il coûte toujours plus cher d'aménager de nouvelles installations et, dans certains cas, elles engagent des coûts environnementaux importants.

Pour répondre à cette croissance incontrôlée de la charge, les services d'électricité ont égale-

Figure 13.1. Courbe de durée type de la charge annuelle et réduction du coût de production d'un service d'électricité



ment soumis leurs activités aux habitudes de consommation de leur clientèle. Pour ce faire tout en maintenant peu élevés les frais de production, les services ont dû optimiser l'utilisation de leurs sources d'approvisionnement en fonction de deux facteurs importants : (i) les frais fixes et variables de divers modes de production, et (ii) les coûts de modifier les niveaux de production d'électricité sur une courte période. Ainsi, les services d'électricité ont jugé que la façon la plus économique de suffire à la charge est, généralement, de maximiser la production en employant, (i) des modes de production à coûts variables mais peu élevés (les centrales hydro-électriques et nucléaires) pour suffire aux exigences de la charge de base et, (ii) des modes de production à coûts variables et plus élevés (le charbon, le gaz et la réserve pompée) pour suffire aux exigences de la charge intermédiaire et de pointe. À la figure 13.1, on retrouve les modes de production qu'un service d'électricité typique utilisera pour suffire à sa charge annuelle.

De plus en plus, les services canadiens d'électricité, en procédant à l'évaluation des moyens de fournir de l'électricité pour répondre à la demande future, se rendent compte de l'écart grandissant entre les coûts de production en progression constante et le coûts des diverses options que leur offre la GAD. Celles-ci sont les diverses mesures qu'un service d'électricité peut prendre pour réduire ses coûts en modifiant les habitudes et l'ampleur de la consommation d'électricité.

LES OBJECTIFS DE LA GAD

Les services d'électricité choisissent habituellement la GAD afin de (i) maximiser le rendement de leurs activités existantes (c'est-à-dire la réduction du recours à des combustibles plus coûteux et de la période au cours de laquelle les centrales ne fonctionnent pas); et (ii) afin de minimiser la nécessité de construire de nouvelles centrales (c'est-à-dire la réduction d'une capacité de pointe, et le report de la nécessité d'une capacité supplémentaire pour répondre à la charge de base). La GAD comporte donc un certain nombre d'avantages économiques et environnementaux, particulièrement des tarifs d'électricité peu élevés et la réduction des répercussions environnementales .

Les cinq objectifs clés de la GAD sont :

La réduction de la charge -- soit réduire la quantité d'électricité requise par la clientèle, ce qui peut être réalisé en rendant l'utilisation ultime de l'électricité plus efficace.

Le déplacement de la charge -- soit réduire la demande de pointe en la déplaçant à des périodes de demande plus faibles. Un exemple de ce type d'initiatives est les tarifs selon la période d'utilisation qui tiennent compte des coûts plus élevés associés à la fourniture d'électricité au cours des périodes de demande de pointe.

L'écrêtement des pointes -- soit réduire la demande de pointe sans la déplacer à une autre période, ce qui peut être réalisé en offrant des tarifs préférentiels aux consommateurs qui acceptent que leur charge soit interrompue au cours des périodes de pointe.

L'égalisation de la charge -- soit favoriser l'utilisation de l'électricité durant les périodes hors-pointe afin d'augmenter la production de la charge de base et les rendements qui y sont associés, ce qui peut être réalisé grâce à des tarifs réduits.

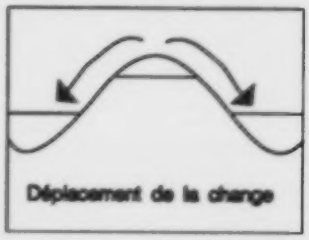
La stimulation de la charge -- soit favoriser la consommation d'électricité durant les périodes de pointe et hors- pointe. Pour réaliser la stimulation de la charge, on offre des mesures incitatives à de gros consommateurs d'électricité.

À la figure 13.2, sont illustrés les types et les exemples de programmes conçus pour atteindre les objectifs de la GAD.

Un service d'électricité choisira quelles mesures de GAD il veut mettre en oeuvre en fonction de l'équilibre de la demande et de l'approvisionnement. Les services qui ont des approvisionnements excédentaires considérables suite à une perte majeure de charge, ou qui se sont dotés d'importants modes de production supplémentaires, ou encore qui font face à une croissance de la charge plus faible que prévue, auront tendance à favoriser les programmes de stimulation de la charge. Au contraire, les services qui sont près d'atteindre l'équilibre entre leurs modes de production et la charge,

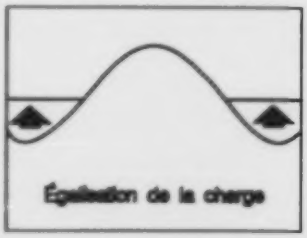
Figure 13.2. Objectifs et programmes de la gestion axée sur la demande

- amélioration des installations des consommateurs ultimes
- augmentations et restructuration tarifaires



- tarifs selon la période d'utilisation
- tarifs hors-pointe
- stockage de l'énergie thermique
- dispositif de commande directe

- tarifs selon la période d'utilisation
- tarifs pour l'énergie interruptible
- dispositif de commande directe



- tarifs selon la période d'utilisation
- tarifs saisonniers
- tarifs hors-pointe
- stockage de l'énergie thermique

- tarifs promotionels
- électrotechnologies industrielles
- chauffage bi-énergie
- marketing des exportations

favoriseront sans doute la réduction de la charge ou le déplacement.

Au début et au milieu des années 1980, plusieurs services canadiens d'électricité avaient une capacité excédentaire provenant d'une demande inférieure aux prévisions. À ce moment, quelques services ont introduit des programmes pour stimuler la charge. Ces initiatives comprenaient des campagnes publicitaires visant l'augmentation de la consommation, l'offre de tarifs préférentiels afin d'attirer des industries grandes consommatrices d'énergie, des programmes favorisant la conversion à l'électricité, et de plus grands efforts de marketing pour mousser les ventes à l'exportation.

Aujourd'hui, la situation s'est totalement transformée. Alors que la capacité excédentaire nette du Canada chutait de 14 % en 1980 à 3 % en 1990, les services d'électricité ont mis fin aux programmes de stimulation de la charge et ont adopté de vigoureuses initiatives, seules ou dans le cadre d'un programme complet de GAD, visant la réduction de la charge ou le déplacement. Généralement, ces programmes comprennent un choix de structures tarifaires, des mesures incitatives directes, une communication étroite avec la clientèle, et de la publicité.

LES ITIATIVES EN MATIÈRE DE GAD

Les divers types d'initiatives entrepris par les services d'électricité peuvent être regroupés sous trois catégories.

Les améliorations de l'efficacité énergétique comprennent les initiatives conçues pour inciter la

Tableau 13.1. Économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité

	1991				2000				2010			
	AÉÉ*	DC*	ÉI*	Total	AÉÉ	DC	ÉI	Total	AÉÉ	DC	ÉI	Total
						(MW)						
T.-N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Î.-P.-É.	1	0	21	22	9	0	21	30	26	0	21	47
N.-É.	1	0	150	151	40	0	181	221	59	0	181	240
N.-B.	0	0	52	52	0	0	52	52	0	0	52	52
Qué.	460	2 060	1 000	3 520	2 300	1 970	1 200	5 470	3 020	1 800	1 200	6 020
Ont.	261	214	605	1 080	1 947	1 000	615	3 562	3 253	1 265	738	5 256
Man.	0	0	0	0	100	0	0	100	140	0	0	140
Sask.	302	4	148	454	352	21	152	525	352	21	152	525
Alb.	5	13	425	443	7	0	478	485	9	0	478	487
C.-B.	82	0	0	82	785	0	0	785	1 052	0	0	1 052
Yukon	0	0	0	0	5	0	0	5	5	0	0	5
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	1 112	2 291	2 401	5 804	5 545	2 991	2 699	11 235	7 916	3 086	2 822	13 824

**Note : AÉÉ - Amélioration de l'efficacité énergétique*
DC - Déplacement de la charge
ÉI - Énergie interruptible

Sources : Données tirées d'une enquête effectuée par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada, janvier 1991

clientèle à consommer plus efficacement l'électricité et ainsi réduire la charge. Ces initiatives visent habituellement à améliorer la pénétration du marché d'équipements à haute efficacité énergétique ou à améliorer l'exploitation de l'équipement électrique du client.

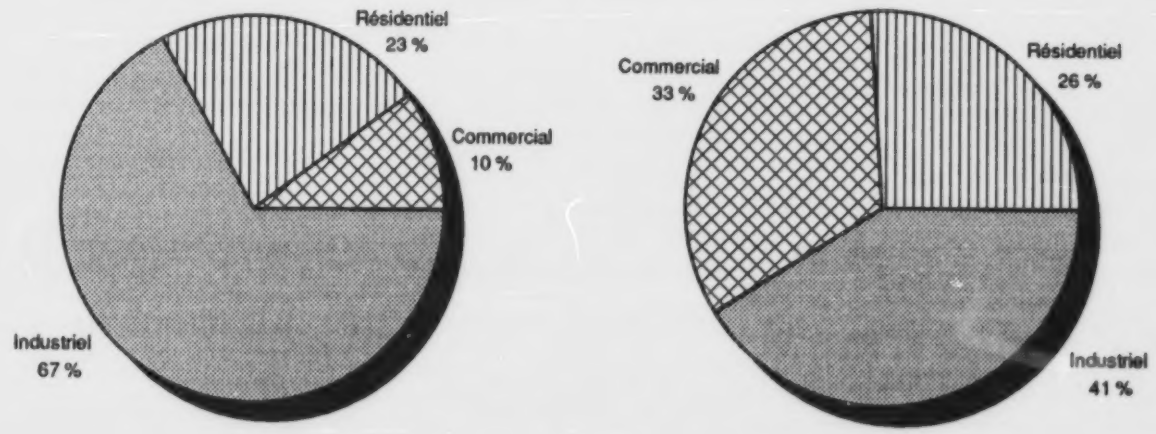
Ce type d'initiatives est au coeur des programmes de GAD des services d'électricité. Il en existe beaucoup d'exemples. Le tableau E1 de l'annexe E présente quelques-uns des programmes que les services canadiens d'électricité ont mis en oeuvre ou planifient de mettre en oeuvre.

Le déplacement de la charge a trait aux efforts d'un service pour modifier les périodes de demande de ses clients. Le but du déplacement de la charge est de réduire la demande de pointe qui se manifeste durant la journée, et, au Canada, durant l'hiver. La demande est déplacée à des périodes hors-pointe mais la demande totale d'énergie reste la même.

Ce type d'initiatives est populaire auprès des services dont (i) la capacité est limitée i.e. qu'elle est d'origine thermique plutôt qu'hydraulique, et (ii) qui, pour répondre à la demande de pointe, doivent exploiter plusieurs unités de production onéreuses ou des unités ayant des incidences environnementales plus importantes. Le déplacement de la charge est habituellement réalisé grâce à la structuration tarifaire ou par le contrôle direct. Le tableau E2 de l'annexe E décrit les initiatives actuelles des services canadiens d'électricité dans le domaine du déplacement de la charge.

L'énergie interruptible est le troisième type de réduction de la charge en vertu de la GAD. C'est aussi, propablement, l'initiative de GAD avec laquelle les services sont le plus familiers. Les contrats d'énergie interruptible sont généralement offerts aux gros consommateurs d'électricité qui sont dotés de quelque forme de production complémentaire. Ces consommateurs se recrutent surtout parmi les clients industriels ou institutionnels. Lors d'un contrat d'énergie interruptible, le client bénéficie d'un tarif préférentiel pour avoir accepté le risque de voir limiter intentionnellement sa charge lors de périodes de grande demande et d'approvisionnements limités.

Figure 13.3. Économies de puissance par secteur grâce à la GAD*



** Basées sur les prévisions des services d'électricité ne représentent que 50 % des économies prévues i.e. des économies de 1 633 MW en 1991 et de 5 096 MW. Ces données*

LA GAD ET LES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Au tableau 13.1 sont résumées les prévisions des services canadiens d'électricité à l'égard des économies de puissance provenant de la mise en oeuvre des initiatives et des programmes de GAD pour les années 1991, 2000 et 2010. Les économies prévues excèdent toute économie de puissance naturelle tirée d'une consommation plus efficace de l'électricité. Les économies de puissance sont cumulatives.

À la fin de 1991, les services canadiens d'électricité prévoient tirer de la GAD des économies de puissance d'environ 5 804 MW. Les économies réalisées par la GAD touchent surtout les réductions de la demande de pointe, grâce à l'écrêtement ou au déplacement.

La majeure partie des économies prévues réalisées par la GAD proviennent des initiatives de déplacement de la charge, tout spécialement du programme de bi-énergie d'Hydro-Québec. En vertu de ce programme, les consommateurs industriels et commerciaux utilisent, la plupart du temps, de l'électricité pour le chauffage mais passent à une autre source d'énergie, comme le mazout, durant les périodes de pointe du chauffage (soit lorsque la température tombe sous un certain seuil). En échange de la conversion durant ces périodes de pointe, les clients de ce programme payent un tarif réduit pour leur consommation durant les périodes hors-pointe.

L'énergie interruptible contribue également de manière importante aux économies de puissance, réflétant ainsi les contrats traditionnels avec les gros consommateurs qui acceptent des interruptions occasionnelles dans le service en échange de tarifs d'électricité réduits. La plupart des services d'électricité offrent de tels contrats d'énergie inter- ruptible et, en 1991, à l'exception d'Hydro-Québec, de SaskPower et de B.C. Hydro, les services d'électricité utilisent l'énergie interruptible comme la pièce maîtresse de la plupart de leurs programmes de GAD. Ontario Hydro envisage d'économiser grâce à l'énergie interruptible 605 MW en 1991, soit environ 56 % des économies qu'elle prévoit réaliser grâce à la GAD au cours de cette année. L'énergie interruptible représentera environ 96 % des économies envisagées par les programmes de GAD de Maritime Electric, de Nova Scotia Power, d'Énergie NB

Tableau 13.2. Économies d'énergie réalisées grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des services d'électricité

	1991	2000	2010
		(GW.h)	
Î.-P.-É.	2	27	84
N.-É.	3	120	177
Québec	1 900	10 700	14 300
Ontario	1 212	10 618	17 786
Manitoba	0	480	670
Sask.	704	816	816
Alb.	13	127	127
C.-B.	632	3 000	5 100
Canada	4 453	25 888	39 060

Source : Données tirées d'une enquête effectuée par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada, janvier 1991

et des services albertains d'électricité.

En 1990, les améliorations de l'efficacité énergétique n'ont représenté que 3 % des économies de puissance tirées de la GAD par les services canadiens d'électricité. Cependant, on prévoit que ce pourcentage augmentera à 19 % en 1991, ce qui réflète le délai entre l'élaboration des programmes, la mise en oeuvre et la pénétration du marché.

En l'an 2000, on prévoit que les économies totales réalisées grâce à la GAD auront atteint plus de 11 000 MW. À ce moment, plus de la moitié des économies réalisées par la GAD proviendront des améliorations de l'efficacité énergétique. Ces initiatives serviront de base aux programmes de GAD de B.C. Hydro, de SaskPower, d'Hydro-Manitoba, de Ontario Hydro et d'Hydro-Québec. Les services d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, et de l'Alberta continueront de compter sur l'énergie interruptible pour la majeure partie de leurs économies réalisées par la GAD. Cette situation se maintiendra jusqu'en 2010 alors que les économies devraient atteindre 13 804 MW.

La figure 13.3 illustre les secteurs où se réaliseront les économies prévues. Ces données sont basées sur des prévisions qui ne représentent que 50 % des économies prévues par les services. Elles montrent qu'en 1990, 91 % des économies proviendront du secteur industriel, indiquant ainsi l'accent que les services d'électricité ont placé sur les contrats d'énergie interruptible avec leur gros clients industriels. En 2000, les économies seront mieux distribuées entre les secteurs industriel et commercial, ce qui réflétera le succès des améliorations de l'efficacité énergétique dans le secteur commercial, particulièrement les améliorations de l'efficacité de l'éclairage. Les économies du secteur résidentiel s'élèveront sans doute à 15 % des économies totales de la charge de pointe en l'an 2000.

LES DÉPENSES EN CAPITAL PRÉVUES POUR LA GAD

La plupart des services d'électricité sont incapables d'évaluer les coûts des programmes et des initiatives de GAD qu'ils envisagent de mettre en oeuvre, car ils éprouvent certaines difficultés à déterminer le taux de pénétration de ces programmes. Par ailleurs, les programmes d'énergie interruptible représentent une grande partie des efforts en matière de GAD et l'établissement des coûts de ces programmes est complexe et lié, dans bien des cas, à la fréquence de pénuries imprévisibles. Quelques-uns des plus petits services ont déterminé que leur planification en matière de GAD n'est pas aussi détaillée et à long terme que la planification des autres ressources.

Les trois plus importants services canadiens d'électricité (Hydro-Québec, Ontario Hydro et B.C. Hydro) ont mis en oeuvre de vigoureux programmes de GAD et ont pu prévoir leurs coûts. Ensemble, leurs efforts en matière de GAD représenteront de 81 % à 87 % de toutes les économies au cours de 1991-2010. Leurs dépenses en GAD jusqu'à l'an 2000 seront de l'ordre de 7 milliards de dollars courants. Les dépenses d'Ontario Hydro pour la GAD s'élèveront à 4,3 milliards[1] de dollars, celles d'Hydro-Québec à 1,8 milliard de dollars et celles de B.C. Hydro le reste. En 1991, les services d'électricité prévoient des dépenses d'environ 332 mil- lions de dollars courants en améliorations de l'efficacité énergétique.

[1]Les prévisions d'Ontario Hydro en ce qui a trait aux dépenses liées à la GAD seront de 3 milliards de dollars ($ de 1990) jusqu'en 2000 et, entre 2000 et 2010, de 4,9 milliards de dollars ($ de 1990). En conformité avec les coûts déclarés par les autres services, les dépenses d'Ontario Hydro ont été élevées au taux d'accroissement prévu de l'IPC pour les périodes en question.

14. LA PRODUCTION INDÉPENDANTE D'ÉLECTRICITÉ

Dans ce chapitre, production indépendante d'électricité (PIÉ) désigne les installations de production d'électricité que possèdent et exploitent, dans chaque province et territoire, les producteurs d'électricité autres que les principaux services d'électricité indiqués au tableau 1.1. Traditionnellement, cette production comprend les petits services d'électricité et les autoproducteurs industriels. Dans les pages qui suivent, seront décrits les politiques d'achat d'énergie électrique des principaux services d'électricité et le potentiel de la PIÉ au Canada.

ÉTAT DE LA SITUATION

Au 31 décembre 1990, la capacité installée totale de la PIÉ en service au Canada était évaluée à environ 8 053 MW, ou environ 7,8 % de la capacité totale canadienne. De ce total, les autoproducteurs, principalement les industries de pâtes et papiers, les exploitations minières et les alumineries, possédaient et exploitaient 6 130 MW soit 76 %. (Voir le tableau 14.1.) Les petits services d'électricité, incluant les petites sociétés privées et les services municipaux, généraient les autres 1 923 MW soit 24 %. (Voir le tableau 14.2.)

La plus grande partie de la capacité installée totale de la PIÉ est d'origine hydraulique, soit environ 6 212 MW ou 77 % du total. Suit le gas naturel avec 914 MW (11 %), diverses sources telles que les déchets de bois ou le gaz résiduel avec 638 MW (8 %), et le pétrole avec 289 MW (4 %). Environ 40 % de la capacité de la PIÉ est située au Québec, 25 % en Colombie-Britannique, 22 % en Ontario et 5 % en Alberta.

On évalue à un total de 44 918 GW.h la production que les installations de la PIÉ ont générée en 1990, ce qui représente 9,6 % de toute l'énergie électrique produite au Canada. De ce total, les autoproducteurs ont produit 40 016 GW.h soit 89 %, les petits services d'électricité produisant le reste. (Voir les tableaux 14.3. et 14.4.) Environ 35 863 GW.h (80 %) étaient d'origine hydraulique, venaient ensuite le gaz naturel avec 5 294 GW.h (12 %), diverses

Tableau 14.1. Capacité installée des autoproducteurs par source d'énergie, 1990

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(MW)				
T.-N.	0	28	0	28	0	85	0	113
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	34	0	34	0	5	19	58
N.-B.	0	78	0	78	0	17	62	157
Québec	0	23	8	31	0	2 575	5	2 611
Ontario	0	0	437	437	0	300	72	809
Manitoba	0	3	4	7	0	0	23	30
Sask.	0	21	37	58	0	0	22	80
Alb.	0	0	358	358	0	0	65	423
C.-B.	0	99	50	149	0	1 305	370	1 824
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	2	20	22	0	3	0	25
Canada	0	288	914	1 202	0	4 290	638	6 130

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206 et Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

sources avec 2 635 GW.h (6 %), et le pétrole avec 1 126 GW.h (2 %).

LES POLITIQUES D'ACHAT

L'électricité que produisent les producteurs indépendants est tout bonnement vendue aux principaux services d'électricité ou alors répond à leurs propres besoins. Bien que les producteurs indépendants aient produit 44 918 GW.h en 1990, on estime que moins de 2 000 GW.h (4,5 %) de ce total ont été vendues aux grands services d'électricité. En 1990, B.C. Hydro s'est procuré 700 GW.h, suivie par Hydro-Québec avec 621 GW.h et Ontario Hydro avec 21 GW.h. Les producteurs indépendants ont consommé le reste.

La plupart des principaux services d'électricité appuient maintenant la production indépendante. En général, l'objectif visé est de favoriser la production indépendante à meilleurs coûts et ce, à l'avantage de la province. À cette fin, certains des principaux services d'électricité ont modifié ou annoncé des politiques d'achat, et la plupart d'entre eux achèteront de l'électricité des producteurs indépendants à des tarifs qui démontrent leur valeur à long terme pour le réseau.

En excluant les services d'électricité de Terre-Neuve, de l'Île-du-Prince-Édouard et du Manitoba, la plupart des principaux services ont des politiques d'achat à tarifs fixes[1]. Le tableau E3 de l'annexe E résume les tarifs que proposent aux producteurs indépendants les principaux services d'électricité du Nouveau-Brunswick, du Québec, de l'Ontario, de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

[1] La politique tarifaire de Nova Scotia Power est présentement en révision.

Tableau 14.2. Capacité installée des petits services d'électricité par source d'énergie, 1990

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(MW)				
T.-N.	0	0	0	0	0	129	0	129
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	1	0	1	0	36	0	37
Québec	0	0	0	0	0	606	0	606
Ontario	0	0	0	0	0	949	0	949
Manitoba	0	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	0	0	0	0	0	0
Alb.	0	0	0	0	0	0	0	0
C.-B.	0	0	0	0	0	202	0	202
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	0	1	0	1	0	1 922	0	1 923

Sources : Direction de l'énergie électrique, Office national de l'énergie, mars 1991 et Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada, mars 1991

Sont décrites ci-dessous les politiques à l'égard de la PIÉ, maintenant en vigueur dans certaines provinces.

La politique d'Ontario Hydro à l'égard de la PIÉ en Ontario comporte les éléments suivants :

- favoriser la mise en valeur de la PIÉ aux meilleurs coûts et ce, à l'avantage de l'Ontario;
- acheter de l'électricité des producteurs indépendants à des tarifs qui démontrent sa valeur à long terme pour le réseau d'Ontario Hydro;
- acheter des producteurs indépendants l'électricité d'une puissance de 5 MW ou moins selon une liste officielle de tarifs;
- acheter des producteurs indépendants l'électricité d'une puissance de plus de 5 MW par l'entremise de négociations ou par la demande de soumissions.

En Alberta, le gouvernement provincial a adopté la *Small Power Research and Development Act*, le 11 mai 1988. Cette loi vise à encourager la production d'électricité en Alberta grâce à de petits aménagements utilisant la puissance éolienne, hydraulique et de la biomasse, et à surveiller la production des petites centrales. Cette surveillance permettra à l'Alberta de déterminer l'apport à long terme des petits aménagements en énergie électrique.

En vertu de la Loi, le prix d'achat de l'énergie sera fixé à 5,2 cents par kW.h jusqu'en 1995, et la quantité d'énergie achetée à ce prix sera limitée à 125 MW. Les contrats s'étendront sur 15 à 25 ans.

En juin 1988, B.C. Hydro a rendu publique une nouvelle politique d'achat de la PIÉ. Cette politique est un élément majeur de son plan de ressources de 20 ans. Les achats de PIÉ peuvent se

Tableau 14.3. Production d'électricité des autoproducteurs par source d'énergie, 1990

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(GW.h)				
T.-N.	0	2	0	2	0	385	0	387
Î.-P.É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	185	0	185	0	36	130	351
N.-B.	0	376	0	376	0	72	303	751
Québec	0	0	0	0	0	17 690	0	17 690
Ontario	0	0	1 981	1 981	0	1 897	326	4 204
Manitoba	0	5	8	13	0	0	44	57
Sask.	0	6	219	225	0	0	176	401
Alb.	0	0	2 733	2 733	0	0	496	3 229
C.-B.	0	552	353	905	0	10 856	1 160	12 921
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	25	0	25
Canada	0	1 126	5 294	6 420	0	30 961	2 635	40 016

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206 et Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

faire selon l'une ou l'autre des catégories suivantes :

- directement des producteurs indépendants;
- l'électricité excédentaire provenant de l'auto-production, y compris de la production mixte;
- le déplacement de la charge par auto-production, y compris par la production mixte; et
- le déplacement de la charge grâce à des mesures d'efficacité énergétique.

En vertu de cette politique, B.C. Hydro établit un prix d'achat annuel fixe pour les petits aménagements (au-dessous de 5 MW) afin de minimiser les coûts d'opération. Le prix d'achat réflète la valeur entre les coûts marginaux à court et à long termes de B.C. Hydro.

Bien qu'Hydro-Québec achète depuis un bon moment de l'électricité de producteurs indépendants, Hydromega Development est le premier producteur indépendant au Québec à mettre en valeur et à exploiter de petites centrales hydrauliques dans le but exprès de vendre toute la production à Hydro-Québec. Hydroméga possède et exploite deux centrales hydro-électriques d'une capacité installée de 2,4 MW et de 2,0 MW. Hydro-Québec achète toute la production d'Hydromega et les tarifs sont basés sur les coûts marginaux d'Hydro-Québec. La durée du contrat est de 20 ans.

Un deuxième producteur indépendant du Québec, situé sur la Côte Nord, négocie présentement avec Hydro-Québec l'achat de la production totale de son aménagement hydro-électrique d'une puissance de 20 MW. Les centrales seraient construites sur la rivière Brador.

Hydro-Québec estime qu'entre 1990 et 1995, elle interconnectera à son réseau 390 MW produits par des producteurs indépendants. De ce total, 300 MW proviendront de la production mixte et 90 MW d'incinérateurs

Tableau 14.4. Production des petits services d'électricité par source d'énergie, 1990

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(GW.h)				
T.-N.	0	0	0	0	0	757	0	757
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	0	0	0	0	194	0	194
Québec	0	0	0	0	0	2 272	0	1 272
Ontario	0	0	0	0	0	1 697	0	1 697
Manitoba	0	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	0	0	0	0	0	0
Alb.	0	0	0	0	0	0	0	0
C.-B.	0	0	0	0	0	982	0	982
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	0	0	0	0	0	4 902	0	4 902

Sources : Direction de l'énergie électrique, Office national de l'énergie, mars 1991 et Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada, mars 1991

et de petits aménagements hydro-électriques.

Comme l'indique le tableau E3, les tarifs d'achat des principaux services d'électricité semblent être basés sur le principe des coûts évitables. Ainsi, le coût de la PIÉ devrait être égal ou moindre que ce qu'il en coûterait aux principaux services d'électricité pour de nouvelles installations afin de fournir de l'électricité à leurs clients. Bien que les principaux services d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard et du Manitoba n'ont aucune politique d'achat actuellement, ils ont indiqué qu'ils adopteraient, eux aussi à cet égard, le principe des coûts évitables.

LE POTENTIEL DE LA PIÉ AU CANADA

Dans la section suivante sont présentées les prévisions des principaux services d'électricité à l'égard de la PIÉ qui sera mise à contribution au cours des 20 ans de la période de planification allant de 1990 à 2010. Considérant les coûts d'équipement, les coûts des combustibles, les taux d'intérêt, le rendement des investissements, et les estimations des tarifs d'achat, les principaux services ont établi des prévisions du potentiel de la PIÉ, qui serait rentable du point de vue des promoteurs de PIÉ. Les prévisions de la capacité de la PIÉ sont regroupées en trois catégories : hydraulique, production mixte et autre sources thermiques.

Le tableau 14.5. résume la capacité que pourrait atteindre la PIÉ entre 2000 et 2010. Selon les estimations des principaux services d'électricité, la PIÉ pourra atteindre une capacité totale de 4 017 MW en l'an 2000. De ce total, la production mixte principalement au gaz naturel représentera 60 %, suivie par les diverses sources thermiques (au combustible résiduel) avec 26 % et les petites centrales hydrauliques avec 14 %. En l'an 2000, il est prévu que la majorité des nouveaux producteurs indépendants seront situés en Ontario (52 %), au Québec et en Colombie-Britannique (21 % chacune).

À la fin de 2010, il est prévu que la PIÉ atteindra une capacité totale d'environ 4 987 MW. De

Tableau 14.5. Prévisions de la capacité de production réalisable par les producteurs indépendants

	2000			2010		
	Hydraulique	Production mixte	Autres sources thermiques	Hydraulique	Production mixte	Autres sources thermiques
			(MW)			
N.-B.	50	0	0	50	0	0
Québec	106	396	328	300	600	400
Ontario	251	1 435	421	341	2090	552
Alberta	50	0	75	50	0	75
C.-B.	91	580	160	91	580	160
T. N.-O.	3	0	71	3	0	71
Canada	551	2 411	1 055	694	3 270	1 023

Source : Services canadiens d'électricité, mars 1991

nouveau, la production mixte au gaz naturel détiendra la plus grosse part avec 66 %, suivie par diverses sources thermiques avec 20 % et les petites centrales hydrauliques avec 14 %. En 2010, environ 60 % des installations des producteurs indépendants seront situées en Ontario.

Bien que les aménagement de la PIÉ entraînent eux aussi des répercussions sur l'environnement, le public semble les préférer puisqu'ils sont de petites dimensions, occupent un espace limité et sont éloignés les uns des autres. Ainsi, considérées une à une, leurs répercussions sur l'environne- ment et les communautés sont peut-être moins grandes que celles des installations classiques de production. Au contraire, ces dernières sont de grandes dimensions, regroupent plusieurs unités et prennent plus de temps à construire.

La mise en valeur de la PIÉ dépendra toutefois de sa rentabilité. Le principal facteur pour déterminer la viabilité d'un aménagement de PIÉ est la possibilité d'atteindre un rendement acceptable du capital investi. Selon les estimations d'Ontario Hydro, un promoteur de PIÉ doit s'assurer d'obtenir un taux de rendement des investissements de 15 % à 20 % avant d'entreprendre un projet.

Le taux de rendement et, par conséquent le niveau de mise en valeur de la PIÉ, est directement lié au tarif d'achat offert par un grand service d'électricité. Comme l'indique le tableau E3, les tarifs d'achat offerts par les principaux services d'électricité sont généralement basés sur le principe des coûts évitables. Par définition, les coûts évitables sont les frais que devraient engagés les principaux services d'électricité pour fournir le même approvisionnement d'énergie électrique que les producteurs indépendants. Concrètement, les coûts évitables sont toutefois difficiles à calculer.

Actuellement, les producteurs indépendants ne produisent qu'une petite quantité de l'électricité au Canada. Toutefois, au cours des dernières années, les planificateurs ont commencé à accorder une plus grande attention à la PIÉ, particulièrement lorsque cette électricité est produite à partir de ressources renouvelables ou résiduelles, ou selon un meilleur rendement que la production classique. On prévoit que la PIÉ jouera un rôle beaucoup plus actif dans le développement des services canadiens d'électricité au cours de la prochaine décennie et de la suivante.

Tableau 14.6. Prévisions de la production réalisable par les producteurs indépendants

	2000			2010		
	Hydraulique	Production mixte	Autres sources thermiques	Hydraulique	Production mixte	Autres sources thermiques
			(GW.h)			
N.-É.	350	0	0	350	0	0
Québec	740	2 775	2 500	1 970	4 205	3 045
Ontario	4 502	9 283	1 910	3 929	9 769	1 999
C.-B.	440	4 200	1 250	0	4 200	0
Canada	6 032	16 258	5 660	6 249	18 174	5 044

Source : Services canadiens d'électricité, mars 1991

ANNEXE A

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1990	113
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1990	114
Tableau A3.	Capacité thermique classique par source principale, 1990	115
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1990	115
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité par province	116
Tableau A6.	Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1990	118
Tableau A7.	Capacité par mode de production	120
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1990 et augmentations prévues entre 1991-2010	125

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1990

Année	CAPACITÉ INSTALLÉE					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Marge de réserve		Facteur de charge
	Thermique										
	Classique	Nucléaire	Total partiel	Hydro	Total						
	(MW)					(GW.h) (a)	(MW) (b)	(MW) (c)	(MW) (d)	(%) (d)	(%) (e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 643	23 035	109 304	12 478	17 264	5 771	33	72
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 527	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	28 363	5 866	34 229	47 770	81 999	340 068	38 821	59 170	22 829	39	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	65 798	29 391	45	67
1985	30 476	10 664	41 140	57 731	98 871	406 859	46 445	71 235	27 636	39	65
1986	30 980	11 098	42 078	57 731	99 809	421 817	48 153	70 364	29 445	42	68
1987	30 800	12 528	43 328	57 945	101 273	438 152	50 017	77 923	23 350	30	64
1988	30 525	12 593	43 118	57 937	101 055	462 948	52 848	78 000	23 055	30	68
1989	30 892	12 593	43 495	58 465	101 960	472 786	53 971	81 480	20 480	25	66
1990p	31 201	13 538	44 739	59 381	104 120	465 617	53 153	80 125	23 690	30	66

(a) 1920-1955 : Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour les besoins du propriétaire. 1920-1955 : Perspectives de l'énergie au Canada, (Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada), John Davis, 1957. 1956-1981 : Statistique Canada, catalogue 57-202

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures/an)

(c) Statistique Canada, catalogue 57-204

(d) Marge de réserve = $\frac{\text{(capacité installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$

(e) Facteur de charge : demande moyenne ÷ demande de pointe

p Données préliminaires

Sources : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1990

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique classique	Total	% du total canadien
	(MW)				
Terre-Neuve	6 656	0	809	7 465	7,19
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	0,12
Nouvelle-Écosse	386	0	1 776	2 162	2,08
Nouveau-Brunswick	903	680	1 935	3 518	3,39
Québec	27 061	685	1 113	28 859	27,80
Ontario	7 796	12 173	13 596	33 565	32,34
Manitoba	4 025	0	448	4 473	4,31
Saskatchewan	836	0	2 010	2 846	2,74
Alberta	734	0	7 549	8 283	7,68
Colombie-Britannique	10 849	0	1 654	12 503	12,04
Yukon	82	0	45	127	0,12
Territoires du Nord-Ouest	53	0	144	197	0,19
Total canadien au 31 décembre 1990	59 381	13 538	31 201	104 120	100,00
% de la capacité totale	57,15	10,00	29,85	100,00	
Augmentations nettes en 1990	916	935	309	2 160	

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A3. Capacité thermique classique par source principale, 1990* (MW)

	Vapeur					Turbine à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres**	Total
T.-N.	0	555	0	5	560	170	0	170	79	0	79	0	804	0	5	809
Î.-P.-É.	20	50	0	0	70	41	0	41	11	0	11	20	102	0	0	122
N.-É.	1 162	388	0	19	1 569	205	0	205	2	0	2	1 162	595	0	19	1 776
N.-B.	317	1 492	0	62	1 871	48	0	23	16	0	16	317	1 556	0	62	1 935
Qué.	0	619	8	5	627	363	0	363	118	0	118	0	1 100	8	5	1 113
Ont.	10 552	2 200	256	72	1 380	323	181	504	4	8	12	10 552	2 527	445	72	13 596
Man.	404	14	4	23	396	3	0	3	0	0	0	404	17	4	23	399
Sask.	1 532	20	277	22	1 851	0	155	155	4	0	4	1 532	24	432	22	2 010
Alb.	5 244	15	1 469	336	7 003	0	464	464	0	21	21	5 244	15	1 954	336	7 488
C.-B.	7	65	963	370	1 406	100	51	151	79	19	98	7	244	1 033	370	1 655
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	45	0	45	0	45	0	0	45
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	20	20	124	0	124	0	124	20	0	144
Canada	19 238	5 418	2 977	914	28 425	1 253	871	2 124	482	48	530	19 238	7 153	3 896	914	31 201

* *Données préliminaires au 31 décembre 1990.*

** *Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.*

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1990

	Thermique classique*									% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz	Total	Nucléaire	Hydraulique	Autres	Total	% de la production totale	les services d'électricité	les autoproducteurs industriels
	(GW.h)										
T.-N.	0	1 881	0	1 881	0	34 932	0	36 813	7,90	98,95	1,05
Î.-P.-É.	0	81	0	81	0	0	0	81	0,02	100,00	0,00
N.-É.	5 680	2 470	0	8 150	0	1 150	130	9 430	2,02	96,28	3,72
N.-B.	1 247	6 293	0	7 540	5 338	3 484	303	16 665	3,58	95,49	4,51
Qué.	0	1 908	0	1 908	4 146	129 404	0	135 458	29,07	86,94	13,06
Ont.	26 352	1 087	2 000	29 439	59 353	40 225	326	129 343	27,76	96,75	3,25
Man.	345	5	8	358	0	19 747	44	20 149	4,32	99,72	0,28
Sask.	8 623	14	507	9 144	0	4 220	176	13 540	2,91	97,04	2,96
Alb.	35 195	0	5 123	40 318	0	2 060	496	42 874	9,20	92,47	7,53
C.-B.	0	688	1 569	2 257	0	57 245	1 160	60 662	13,02	78,70	21,30
Yukon	0	57	0	57	0	423	0	480	0,10	100,00	0.00
T. N.-O.	0	215	0	215	0	257	0	472	0,10	94,62	5,58
Canada	77 442	14 699	9 207	101 348	68 837	293 147	2 635	465 967	100,00	91,41	8,59

* *Ventillation fondée sur des données estimatives*

Sources : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par province (GW.h)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportation nettes
		Export.	Import.	Export. nettes	Export.	Import.	Export. nettes	
Terre-Neuve	1990	26 164	-	26 164	-	-	-	26 164
	1989	24 367	-	24 367	-	-	-	24 367
	1988	30 727	-	30 727	-	-	-	30 727
	1987	30 393	-	30 393	-	-	-	30 393
	1986	30 695	-	30 695	-	-	-	30 695
Île-du-Prince-Édouard	1990	-	672	-672	-	-	-	-672
	1989	-	622	-622	-	-	-	-622
	1988	-	486	-486	-	-	-	-486
	1987	-	483	-483	-	-	-	-483
	1986	-	610	-610	-	-	-	-610
Nouvelle-Écosse	1990	116	365	-249	-	-	-	-249
	1989	341	441	-100	-	-	-	-100
	1988	166	186	-20	-	-	-	-20
	1987	82	659	-577	-	-	-	-577
	1986	71	611	-540	-	-	-	-540
Nouveau-Brunswick	1990	2 153	2 775	-622	4 277	162	4 115	3 493
	1989	2 014	2 307	-293	4 640	264	4 376	4 083
	1988	981	2 856	-1 875	5 191	190	5 001	3 126
	1987	1 164	6 922	-5 758	6 141	266	5 875	117
	1986	1 230	7 275	-6 045	7 008	424	6 584	539
Québec	1990	3 349	27 414	-24 065	3 403	1 188	2 215	-21 851
	1989	2 998	25 399	-22 401	5 438	1 001	4 437	-17 964
	1988	4 979	31 079	-26 100	11 863	86	11 777	-14 323
	1987	12 782	30 427	-17 645	16 401	-	16 401	-1 244
	1986	14 496	30 712	-16 216	12 674	35	12 639	-3 577
Ontario	1990	140	2 326	-2 186	2 050	13 339	-11 289	-13 475
	1989	91	2 335	-2 244	4 314	7 864	-3 550	-5 794
	1988	65	2 827	-2 762	7 439	2 611	4 828	2 066
	1987	16	6 992	-6 976	8 497	2 113	6 384	-592
	1986	22	8 027	-8 005	7 957	1 693	6 264	-1 441
Manitoba	1990	2 694	1 053	1 641	2 050	991	1 059	2 700
	1989	2 474	1 126	1 348	1 284	1 447	-163	1 185
	1988	1 908	1 126	782	628	1 969	-1 341	-559
	1987	2 311	1 220	1 091	3 461	512	2 949	4 040
	1986	1 946	1 087	859	6 989	12	6 977	7 836

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par province (GW.h) (suite)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportation nettes
		Export.	Import.	Export. nettes	Export.	Import.	Export. nettes	
Saskatchewan	1990	1 086	1 152	-66	121	107	14	136
	1989	1 130	1 213	-83	72	123	-51	-134
	1988	1 109	1 369	-260	57	315	-258	-518
	1987	1 222	1 262	-40	113	84	29	-11
	1986	1 076	1 210	-134	151	64	87	-47
Alberta	1990	1 336	500	836	-	3	-3	833
	1989	2 519	258	2 261	-	3	-3	2 258
	1988	1 218	369	849	-	-	-	849
	1987	710	526	184	-	2	-2	182
	1986	617	555	62	-	3	-3	59
Colombie-Britannique	1990	461	1 242	-781	6 228	1 991	4 237	3 456
	1989	242	2 477	-2 235	6 341	2 024	4 317	2 082
	1988	364	1 219	-855	8 851	1 132	7 719	6 864
	1987	521	710	-189	12 815	493	12 322	12 133
	1986	553	617	-64	4 156	2 727	1 429	1 365
Yukon	1990	-	-	-	-	-	-	-
	1989	-	-	-	-	-	-	-
	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	1990	-	-	-	-	-	-	-
	1989	-	-	-	-	-	-	-
	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1990	-	-	-	18 130	17 781	349	349
	1989	-	-	-	22 089	12 724	9 365	9 365
	1988	-	-	-	34 029	6 305	27 724	27 724
	1987	-	-	-	47 428	3 470	43 958	43 958
	1986	-	-	-	38 934	4 957	33 977	33 977

* *Comprend les échanges.*

Source : Statistique Canada

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1990*

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Fraser Inc.	Fraser Paper Ltd. (Maine)	17 551	313
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine Public Service Co. (Maine)	3 393	145
Énergie NB	Maine Public Service Co. (Maine)	6 982	160
Énergie NB	Eastern Maine Electric Cooperative Inc. (Maine)	3 781	65
Énergie NB	Maine Electric Power (Maine)	11 544	311
Énergie NB	Central Maine Power Co. (Maine)	41 647	1 118
Énergie NB	Bangor Hydro-Electric Co. (Maine)	7 222	189
Énergie NB	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Co. (Massachusetts)	44 881	838
Énergie NB	Boston Edison Co. (Massachusetts)	49 266	838
Énergie NB	Commonwealth Electric Co. (Massachusetts)	12 317	209
Hydro-Québec	Citizens Utilities Co. (Vermont)	28	N
Hydro-Québec	Vermont Joint Owners (Vermont)	3 612	75
Hydro-Québec	Vermont Dep't of Public Service (Vermont)	40 624	996
Hydro-Québec	Vermont Marble Company (Vermont)	137	3
Hydro-Québec	Vermont Utilities	9 185	206
Hydro-Québec	New England Power Pool (Nouvelle-Angleterre)	5 329	89
Hydro-Québec	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	1 593	68
Hydro-Québec	New York Power Authority (New York)	105 635	3 124
Cornwall Electric	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	211	8
Canadian Niagara	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	4 749	155
Ontario Hydro	Vermont Dep't of Public Service (Vermont)	5 006	88
Ontario Hydro	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	4 668	157
Ontario Hydro	New York Power Authority (New York)	5 707	138
Ontario Hydro	New York Power Pool (New York)	3 714	152
Ontario Hydro	Detroit Edison Co. (Michigan)	996	38
Boise Cascade Canada Ltd.	Boise Cascade (Minnesota)	4	N
Hydro-Manitoba	Northern States Power Co. (Minnesota)	23 662	1 441
Hydro-Manitoba	Otter Tail Power Co. (Minnesota)	4 439	235
Hydro-Manitoba	United Power Association (Minnesota)	49	3
Hydro-Manitoba	Minnesota Power & Light Co. (Minnesota)	1 614	61
Hydro-Manitoba	Minnkota Power Cooperative Inc. (Dakota du Nord)	4 005	191
Saskatchewan Power Corp.	Basin Electric Power Cooperative (Dakota du Nord)	745	60
Cominco Ltd.	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	403	19
Cominco Ltd	Washington Water Power Co. (Washington)	394	19
Cominco Ltd.	Portland General Electric Co. (Oregon)	5 494	299
Cominco Ltd.	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	319	17
Cominco Ltd.	Montana Power Co. (Montana)	492	28
Cominco Ltd.	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	13	1
Cominco Ltd.	Idaho Power Co. (Idaho)	860	49

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1990* (suite)

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Cominco Ltd.	Bonneville Power Administration (Californie)	3 158	137
B.C. Hydro	Seattle City Light (Washington)	25	1
B.C. Hydro	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	714	31
B.C. Hydro	Washington Water Power Co. (Washington)	3 961	198
B.C. Hydro	Portland General Electric Co. (Oregon)	12 767	504
B.C. Hydro	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	657	32
B.C. Hydro	Idaho Power Co. (Idaho)	1 225	57
B.C. Hydro	Montana Power Co. (Montana)	386	19
B.C. Hydro	Bonneville Power Administration (Californie)	46 003	1 946
B.C. Hydro	City of Los Angelas (Californie)	30 847	1 109
B.C. Hydro	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	25	1

N = négligeable

* *à l'exclusion des ententes limitrophes*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A7. Capacité par mode de production (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin 1989	559,60	170,39	78,57	-	808,56	7 465,04	8 273,60
Changement 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1990	559,60	170,39	78,57	-	808,56	7 465,04	8 273,60
Augmentations projetées							
1993	-	25,00	-	-	25,00	-	25,00
1994	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1996	150,00	-	-	-	150,00	31,00	181,00
Total à la fin 1996	709,60	245,39	78,57	-	1033,56	7 496,04	8 529,60
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total à la fin 1989	70,50	40,45	11,14	-	122,09	-	122,09
Changement 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1990	70,50	40,45	11,14	-	122,09	-	122,09
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin 1989	1 568,79	205,00	1,50	-	1 775,29	386,36	2 161,65
Changement 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin1990	1 568,79	205,00	1,50	-	1 775,29	386,36	2 161,65
Augmentations projetées							
1990	20,00	-	-	-	20,00	-	20,00
1991	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1993	330,00	-	-	-	330,00	-	330,00
1996	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
2001	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
2003	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
2004	250,00				250,00	250,00	250,00
2007	250,00				250,00	250,00	250,00
Total à la fin 2007	2 733,79	405,00	1,50	-	3 140,29	886,36	4 026,65

Tableau A7. Capacité par mode de production (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin1989	1 870,58	48,38	16,34	680,00	2 615,30	903,03	3 518,33
Changenent 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1990	1 870,58	48,38	16,34	680,00	2 615,30	903,03	3 518,33
Augmentations projetées							
1991	-	500,00	-	-	500,00	-	500,00
1993	440,00	-	-	-	440,00	9,00	449,00
1994	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
1995	-	150,00	-	-	150,00	-	150,00
1997	-	150,00	-	-	150,00	-	150,00
1998	-	150,00	-	-	150,00	-	150,00
Total à la fin 1998	2 610,58	998,38	16,34	680,00	4 305,30	912,03	5 217,33
QUÉBEC							
Total à la fin 1989	627,65	362,88	118,03	685,00	1 793,56	26 529,20	27 822,76
Changement 1990	-	-	532,00		532,00		532,00
Total à la fin 1990	627,65	362,88	650,03	685,00	2 325,56	26 529,20	28 354,76
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	-	-	512,00	512,00
1991	-	-	-	-	-	1 008,00	1 008,00
1992	-	448,00	-	-	448,00	1 008,00	1 456,00
1993	-	348,00	-	-	348,00	440,00	788,00
1994	-	-	-	-	-	1 527,00	1 527,00
1995	-	-	-	-	-	826,00	826,00
1996	-	248,00	-	-	248,00	1 130,00	1 378,00
1997	-	-	-	-	-	363,00	363,00
1998	-	-	-	-	-	1 177,00	1 177,00
1999	-	-	-	-	-	785,00	785,00
2000	-	-	-	-	-	1 652,00	1 652,00
2001	-	-	-	-	-	734,00	734,00
2002	-	-	-	-	-	1 278,00	1 278,00
2003	-	-	-	-	-	1 027,00	1 027,00
2004	-	-	-	-	-	897,00	897,00
2006	-	-	-	-	-	316,00	316,00
2007	-	-	-	-	-	791,00	791,00
2009	-	124,00	-	-	124,00	-	124,00
2010	-	496,00	-	-	496,00	400,00	896,00
Total à la fin 2010	627,65	2 026,88	650,03	685,00	3 989,56	42 400,20	46 389,76

Tableau A7. Capacité par mode de production (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
ONTARIO							
Total à la fin 1989	13 080,73	504,25	11,77	11 238,00	24 834,75	7 795,52	32 630,27
Changement 1990	-	-	-	935,00	935,00		935,00
Total à la fin 1990	13 080,15	504,25	11,77	12 173,00	25 769,75	7 849,69	33 565,27
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1991	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1992	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1993	-	-	-	881,00	881,00	10,00	891,00
Total à la fin 1993	13 080,15	504,25	11,77	15 697,00	29 293,75	7 859,69	37 099,27
MANITOBA							
Total à la fin 1989	430,80	-	17,43	-	448,23	3 641,10	4 089,33
Changement 1990	-	-	-	-	-	384,00	384,00
Total à la fin 1990	430,80	-	17,43	-	448,23	4 025,10	4 473,33
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	-	-	384,00	384,00
1991	-	-	-	-	-	512,00	512,00
1992	-	-	-	-	-	384,00	384,00
2000	-	-	-	-	-	260,00	260,00
2001	-	-	-	-	-	390,00	390,00
2002	-	-	-	-	-	950,00	950,00
2008	-	-	-	-	-	165,00	262,50
2009	-	-	-	-	-	165,00	262,50
Total à la fin 2009	430,80	-	17,43	-	448,23	7 235,10	6 990,35
SASKATCHEWAN							
Total à la fin 1989	1 851,76	154,92	3,88	-	2 010,56	835,87	2 846,43
Changement 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1990	1 851,76	154,92	3,88	-	2 010,56	835,87	2 846,43
Augmentations projetées							
1992	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
1993	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1994	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
1995	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
Total à la fin 1995	2 451,76	254,92	3,88	-	2 710,56	835,87	3 546,43

Tableau A7. Capacité par mode de production (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
ALBERTA							
Total à la fin 1989	6 743,62	464,10	36,36	-	7 244,08	733,70	7 977,78
Changement 1990	-	-	383,00	-	383,00	-	383,00
Total à la fin 1990	6 743,62	464,10	419,36	-	7 627,08	733,70	8 360,78
Augmentations projetées							
1990	383,00	-	-	-	380,00	-	380,00
1991	406,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1993	-	34,00	-	-	34,00	-	34,00
1996	30,00	-	-	-	30,00	-	30,00
Total à la fin 1996	7 682,62	498,10	419,36	-	8 471,08	733,70	9 204,78
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin 1989	1 399,16	150,70	103,84	-	1 653,70	10 849,07	12 502,77
Changement 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1990	1 399,16	150,70	103,84	-	1 653,70	10 849,07	12 502,77
Augmentations projetées							
2005	-	-	-	-	-	356,00	356,00
2006	-	-	-	-	-	190,00	190,00
2007	-	-	-	-	-	75,00	75,00
2008	-	-	-	-	-	75,00	75,00
Total à la fin 2008	1 399,16	150,70	103,84	-	1 653,70	11 545,07	13 198,77
YUKON et T. N.-O.							
Total à la fin 1989	-	19,50	168,97	-	188,47	135,10	323,57
Changement 1990	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1990	-	19,50	168,97	-	188,47	135,10	323,57
Augmentations projetées							
1991	-	3,30	6,76	-	10,06	-	10,06
1992	-	-	16,04	-	16,04	-	16,04
1993	-	-	6,53	-	6,53	-	6,53
1994	-	-	1,02	-	1,02	-	1,02
1995	-	-	3,35	-	3,35	-	3,35
Total à la fin 1995	-	22,80	202,67	-	224,47	135,10	359,57

Tableau A7. Capacité par mode de production (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
CANADA							
Total à la fin 1989	28 203,20	2 120,57	567,81	12 603,00	43 494,58	58 645,35	102 139,93
Changement 1990	-	-	383,00	935,00	1 318,00	916,00	2 234,00
Total à la fin 1990	28 203,20	2 120,57	950,86	13 538,00	44 712,58	59 561,35	104 373,93
Augmentations projetées							
1990	403,00	-	-	881,00	1 283,00	896,00	2 179,00
1991	556,00	503,30	6,76	881,00	1 947,06	1 529,00	3 470,06
1992	300,00	448,00	16,04	881,00	1 645,04	1 392,00	3 037,04
1993	770,00	457,00	6,53	881,00	2 114,53	450,00	2 564,53
1994	300,00	50,00	1,02	-	351,02	1 527,00	1 878,02
1995	-	200,00	3,35	-	203,35	826,00	1 029,35
1996	180,00	348,00	-	-	528,00	1 161,00	1 689,00
1997	-	150,00	-	-	150,00	363,00	513,00
1998	-	150,00	-	-	150,00	1 177,00	1 327,00
1999	-	-	-	-	-	785,00	785,00
2000	-	-	-	-	-	1 912,00	1 912,00
2001	165,00	-	-	-	165,00	1 124,00	1 289,00
2002	-	-	-	-	-	1 328,00	1 328,00
2003	-	100,00	-	-	100,00	1 027,00	1 127,00
2004	250,00	-	-	-	250,00	1 147,00	1 397,00
2005	-	-	-	-	-	356,00	356,00
2006	-	-	-	-	-	506,00	506,00
2007	250,00	-	-	-	250,00	1 116,00	1 366,00
2008	-	-	-	-	-	240,00	240,00
2009	-	124,00	-	-	124,00	165,00	289,00
2010	-	496,00	-	-	496,00	400,00	896,00
Total à la fin 2010	31 377,20	5 146,87	1 040,99	17 062,00	54 627,06	78 988,35	133 615,41

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1990 et augmentations projetées entre 1991-2010

Province et centrale	Type*	Augmentations 1990	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
TERRE-NEUVE						
Peter's Barren	Tg(m)		1993	25	P	25
Hardwoods[1]	Tg(m)		1994	50	P	100
Indéterminé	S(o)		1996	150	P	150
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Point Aconi	V(c)		1993	165	C	
			1997	165	P	
			1999	165	P	495
Nouvelle unité A	V(c)		2001	250	P	
			2004	250	P	500
Trenton	V(c)		1991	150	C	360
Nouvelle unité B	Tg(m)		1995	100	P	
			2000	100	P	200
NEW BRUNSWICK						
Belledune	V(c)		1993	440	C	
			1998	440	P	880
Grand Lake	V(c)		1994	200	P	285
Millbank	Tg(m)		1991	4 x 100	P	400
Tracadie	Tg(m)		1991	100	P	100
Chatham	V(m)		1993	9	P	42
Grand Lake	V(m)		1993	2 x 5	P	295
QUÉBEC						
La Forge-1	H		1994	5 x 136	P	
			1994	137	P	817
La Forge-2	H		1995	2 x 135	P	270
Manic-1[1]	H		2001	134	P	318
Manic-2	H		1997	363	P	1 378

[1] *Accroissement de la capacité des unités existantes*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1990 et augmentations projetées entre 1991-2010 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1990	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
QUÉBEC (suite)						
Manic-3	H		1996	2 x 310	P	1 803
Manic-5	H	2 x 266				
Manic-5[1]	H		1991	58	P	
			1992	58	P	
			1993	58	P	
			1994	58	P	2 052
LG-1	H		1994	4 x 109	P	
			1994	2 x 110	P	
			1995	4 x 109	P	
			1995	2 x 110	P	1 312
LG-2A	H		1991	2 x 317	P	
			1991	316	P	
			1992	2 x 317	P	
			1992	316	P	7 228
Ste-Marguerite-3	H		2000	2 x 398	P	796
Grande Baleine-1	H		1998	2 x 392	P	
			1998	393	P	
			1999	392	P	
			1999	393	P	1 962
Grande Baleine-2	H		2000	179	P	
			2000	2 x 180	P	539
Grande Baleine-3	H		2000	2 x 187	P	
			2000	188	P	562
Eastmain-1	H		1996	3 x 170	P	510
Quenonisca	H		2010	84	P	
	H		2010	2 x 83	P	250
Futures unités de pointe	Tg(d)		1992	448	P	
			1993	348	P	
			1996	248	P	
			2009	124	P	
			2010	496	P	1 664
Evans	H		2010	38	P	
	H		2010	37	P	

[1] *Accroissement de la capacité des unités existantes*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1990 et augmentations projetées entre 1991-2010 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1990	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
QUÉBEC (suite)						
	H		2011	38	P	
	H		2011	37	P	150
R11	H		2001	2 x 181	P	362
R10	H		2002	3 x 117	P	351
B8	H		2001	2 x 119	P	
	H		2002	5 x 119	P	833
B6	H		2006	2 x 158	P	
	H		2007	5 x 158	P	1 106
B5	H		2002	2 x 166	P	
	H		2003	5 x 171	P	
	H		2003	172	P	
	H		2004	2 x 180	P	
	H		2004	3 x 179	P	2 090
ONTARIO						
Darlington	N	881				
			1991	881	C	
			1992	881	C	
			1993	881	C	3 524
MANITOBA						
Limestone	H	3 x 128				
			1991	4 x 128	C	
			1992	3 x 128	C	1 280
Conawapa	H		2000	2 x 130	P	
			2001	3 x 130	P	
			2002	5 x 130	P	1 300
Wuskwatim	H		2008	2 x 87,5	P	
			2009	2 x 87,5	P	350

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1990 et augmentations projetées entre 1991-2010 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1989	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
SASKATCHEWAN						
Shand	V(c)		1992	300	C	300
Futures unités de pointe 1	Tg(g)		1993	50	P	50
Futures unités de pointe 2	H		1994	35	P	35
Futures unités de pointe 3	Tg(g)		1995	50	P	50
ALBERTA						
Genesee	V(c)		1991	406	C	812
Sheerness	V(c)	383				766
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Keenleyside	H			2 x 80	P	
				80	P	240
Peace Site C	H			2 x 150	P	
				4 x 150	P	900
Waneta	H		2006	2 x 190	P	
Duncan	H			25	P	
Seven Mile	H		2005	166	P	
Brilliant	H		2007	75	P	
			2008	75	P	

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canadapar centrale - Augmentations en 1990 et augmentations projetées entre 1991-2010 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1990	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
YUKON						
Dawson	CI		1991	0,8	P	
			1993	1,0	P	5,2
McIntyre	H		1992	0,8	P	1,5
Whitehorse	CI	1	1990	1,5	P	
			1992	4,5	P	
			1994	4,5	P	31
Faro	CI	3,0	1990	3,0	P	3,0
TERRITOIRES DU NORD-OUEST						
Divers	CI	4,1	1990	0,6	P	
			1991	3,1	P	
			1992	0,3	P	
			1993	0,2	P	
			1994	0,6	P	
			1995	0,8	P	
Yellowknife	CI		1991	5,0	P	24,6

*** Légende**

H	Hydraulique	CI	Combustion interne
V(c)	Vapeur (charbon)	Tg	Turbine à gaz
V(m)	Vapeur (mazout)	I	Installée
N	Nucléaire	C	En chantier
P	Projetée		
Tg(m)	Turbine à gaz (mazout)		
Tg(g)	Turbine à gaz (gaz naturel)		
Tg(d)	Turbine à gaz (diesel)		

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

ANNEXE B

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada 131

B2. Chronologie des interconnexions régionales 136

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada

1846 Création de la Toronto, Hamilton, Niagara and St. Catharines Electro-Magnetic Telegraph Company.

1847 Création de la Montreal Telegraph Company avec les lignes reliant Québec à Toronto.

1858 Transmission d'un message de la reine Victoria au président des États-Unis, M. Buchanan, par le premier câble transatlantique reliant Valentia (Irlande) et White Sands (Terre-Neuve).

1873 À Winnipeg, de la lumière à arc sert à illuminer la façade de la Davis House.

1876 Alexander Graham Bell effectue le premier appel téléphonique interurbain de Paris (Ontario) à Brantford (Ontario), soit une distance totale de 218 km; l'énergie provenait de piles situées à Toronto.

1878 Robert McMicking commence à expérimenter l'éclairage électrique de rues à Victoria.

1878 Création à Montréal de la American Electric and Illuminating Company, première société canadienne d'éclairage électrique.

1879 Lancement de British Columbia Electric Railway.

1879 Démonstration de l'utilisation de la lumière électrique au McConkey's Restaurant à Toronto.

1881 Construction à Toronto du premier générateur électrique par J.J. White. T. Eaton en est le premier client.

1881 Ahearn & Soper d'Ottawa introduit la lumière électrique dans l'industrie.

1882 Construction aux chutes de la Chaudière, sur la rivière des Outaouais, de l'une des premières centrales hydro-électriques en Amérique du Nord.

1882 Création, par F. Nicholls, de la Toronto Electric Supply Company (précurseur de la Canadian General Electric).

1883 Lancement à la Canadian Cottons de Cornwall (Ontario) de la première usine d'éclairage électrique au Canada, par Thomas Edison.

1883 Construction par J.J. Wright du premier chemin de fer électrique de Toronto.

1883 Installation à Hamilton (Ontario) des premiers éclairages publics au Canada.

1884 Création à Pembroke (Ontario) par R.B. McAllister du premier service d'électricité au Canada.

1884 Installation à Montréal et à Toronto de systèmes d'éclairage électrique public.

1885 Mise en service à Toronto du premier tramway électrique canadien.

1885 Production d'électricité par la St. John's Electric Light Company pour l'éclairage public et commercial.

1886 Création de la Victoria Electric Lighting Company (qui deviendra B.C. Electric puis B.C. Hydro).

1887 Construction d'une usine hydro-électrique à Twelve Mile Creek, près de Welland (Ontario).

1887 L'ingénieur canadien sir Sandford Fleming termine la réalisation du Pacifique Cable, câble de télégraphe sous-marin reliant le Canada et l'Australie.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1889 Alimentation à l'électricité d'une scierie de Calgary; éclairage électrique à Calgary, Brandon et Winnipeg.

1890 Éclairage électrique à Regina, Kenora, Portage-La-Prairie et Moosejaw.

1891 Création de l'Association canadienne de l'électricité.

1891 La Edmonton Electric Light & Power Company entre en exploitation.

1892 Constitution en société de Canadian General Electric.

1892 Aménagement sur le canal Lachine de la première usine hydro-électrique de Montréal.

1892 Constitution en société de la Canadian Niagara Power Company.

1892 Mise au point, par Thomas L. « Carbide » Willson de Woodstock (Ontario), du procédé de fabrication de carbure de calcium dans un four électrique.

1896 Marconi demande un brevet pour lancer la télégraphie sans fil.

1897 Alimentation de l'éclairage public de Québec par l'énergie hydro-électrique des chutes Montmorency.

1897 Établissement à Hamilton de la filiale canadienne de Westinghouse.

1897 Transport d'énergie par la première ligne de transport sous haute tension (11 kV) reliant St-Narcisse et Trois-Rivières (Québec) sur une distance de 29 km.

1898 Constitution en société, au Québec, de la Shawinigan Water and Power Company.

1898 Production de 15 MW à Chambly par la Royal Electric pour transport sur 26 km jusqu'à Montréal.

1900 Toutes les provinces sauf l'Île-du-Prince-Édouard et la Saskatchewan sont alimentées en énergie hydro-électrique.

1900 Création de la Montreal Light, Heat & Power Company.

1900 La capacité hydro-électrique installée du Canada atteint 133 MW.

1901 Création de la Yukon Electrical Company Limited.

1901 Démonstration par Marconi de la télégraphie sans fil au-dessus de l'Atlantique à partir de Terre-Neuve

1902 La Edmonton Electric Light & Power Company devient service public municipal.

1902 Production par une aluminerie de Shawinigan de conducteurs pour la ligne de transport Shawinigan-Montréal.

1903 La Shawinigan Water & Power installe le premier générateur au monde (5 000 ch.) et transporte de l'énergie sur la ligne la plus longue du monde, soit 136 km jusqu'à Montréal et ce, à l'échelon de tension 50 kV, un record mondial.

1904 Premier échange important d'énergie avec les États-Unis à Niagara Falls.

1905 Création d'Ontario Hydro.

1906 Transport d'énergie hydro-électrique sur 96 km de la rivière Winnipeg jusqu'à Winnipeg.

1910 La capacité hydro-électrique installée au Canada atteint 700 MW.

1910 Construction de la première ligne de transport à 110 kV de Niagara Falls jusqu'à Dundas (Ontario).

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1910 Établissement de la Quebec Streams Commission.

1911 Incorporation le 17 mars de la Calgary Power Co. Ltd.

1918 Création de la New Brunswick Electric Power Commission.

1918 Établissement de la Maritime Electric Company.

1919 Ernest Rutherford de l'Université McGill réalise la fission de l'atome.

1919 Établissement de la Manitoba Power Commission.

1919 Établissement de la Nova Scotia Power Commission.

1921 Mise en service près de Niagara Falls de la centrale Sir Adam Beck No. 1, la plus grande au monde à l'époque. En 1924, la capacité installée totale atteint 528 MW.

1924 Création de la Newfoundland Light & Power Company.

1928 Le premier turbo-générateur de 3 600 tours-minute (actionné à la vapeur), d'une puissance de 10 000 kW, est installé à la centrale thermique de Rossdale, propriété d'Edmonton Power.

1929 Création de la Saskatchewan Power Commission.

1930 La capacité installée du Canada atteint 4 700 MW.

1940 L'Association canadienne des normes devient l'entité responsable quant à l'examen et l'approbation de l'équipement électrique.

1944 Création d'Hydro-Québec; acquisition des installations de la Montreal Light, Heat and Power Company.

1948 Création de la Commission d'énergie du Nord canadien.

1949 La Commission hydro-électrique du Manitoba voit le jour.

1951 Installation de la première centrale thermique de 100 MW.

1954 Création de Newfoundland and Labrador Hydro.

1956 Mise sous tension des premières lignes à 315 kV pour transporter l'énergie de Bersimis 1 dans le nord-est du Québec jusqu'à Québec et Montréal.

1956 La première interconnexion entre le Manitoba et l'Ontario entre en service et favorise les échanges d'énergie. La ligne de transport d'électricité de Seven Sisters-Kenora relie la partie nord-ouest du réseau d'Ontario Hydro à la partie sud-est du réseau de Hydro-Manitoba.

1957 Edmonton Power est le premier service d'électricité canadien à utiliser, à haut voltage (72 kV) et à haute pression, des câbles isolés à l'huile.

1957 Mise en service près des chutes du Niagara de la première centrale de pompage canadienne (capacité de 177 MW).

1958 Installation par la Great Lakes Power Company d'une turbine Kaplan à pales orientables avec la plus forte hauteur de chute (34 m) en Amérique du Nord.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1960 Installation à Beauharnois (Québec) de la première centrale de plus de 1 000 MW. En 1986, la capacité installée de cette centrale atteignait 1 639 MW.

1961 La centrale thermique (300 MW) Lakeview, propriété d'Ontario Hydro, entre en service. À l'époque, elle était la plus importante centrale thermique canadienne en opération.

1962 Installation par Saskatchewan Power du premier réseau souterrain de distribution résidentielle à 25 kV.

1962 Acquisition de la B.C. Electric Company par B.C. Hydro.

1963 Acquisition par Hydro-Québec de compagnies d'électricité, y compris Shawinigan Water & Power.

1963 La ratification du traité du fleuve Columbia par le Canada et les États-Unis permet à B.C. Hydro d'entreprendre la construction des barrages Duncan, Keenleyside et Mica.

1965 Mise sous tension de la première ligne de transport à 735 kV reliant le complexe Manicouagan-Outardes et les centres de consommation du Québec. À l'époque, c'était la plus haute tension de courant alternatif en usage commercial au monde.

1966 Début, dans le nord du Manitoba, du harnachement du potentiel hydro-électrique du fleuve Nelson.

1967 Mise en service à Douglas Point (Ontario) de la première centrale nucléaire commerciale CANDU (220 MW).

1967 Achèvement par Ontario Hydro d'une ligne de transport à 500 kV de 696 km, des centrales Mattagami-Abitibi jusqu'à Toronto.

1968 Transport d'énergie de la rivière de la Paix jusqu'au sud de l'Intérieur de la Colombie-Britannique au moyen d'un ligne de 918 km à 500 kV.

1968 Mise en service de la première ligne canadienne de transport en courant continu à 260 kV entre l'île de Vancouver et le continent.

1969 Mise en service de la première unité de 500 MW de la centrale thermique de Lambton (Ontario).

1971 Mise en service des deux premières de quatre unités de 542 MW à la centrale nucléaire de Pickering (Ontario).

1971 Mise en service des deux premiers groupes (500 MW et 475 MW) de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls, au Labrador.

1971 La société Alberta Power devient la compagnie mère de Canadian Utilities Limited et prend en charge les opérations électriques de cette dernière.

1972 Mise en service commercial d'un réseau de transport à 450 kV (CCHT) sur longue distance (880 km) entre le fleuve Nelson et Winnipeg.

1972 Mise en service du poste convertisseur onduleur en courant continu à haute tension (CCHT) et à semi-conducteurs le plus grand au monde (320 MW) à Eel River (Nouveau-Brunswick).

1973 La Nova Scotia Power Commission devient la Nova Scotia Power Corporation avec la fusion de la Nova Scotia Light & Power Company.

1974 Achèvement de la centrale de Churchill Falls (situé au Labrador) d'une capacité totale de 5 429 MW.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1974 La centrale hydro-électrique Kettle d'une capacité de 1 272 MW, la première centrale à être construite par Hydro-Manitoba sur le cours inférieur de la rivière Nelson, entre en service.

1976 Début des travaux de la première unité (825 MW) du complexe nucléaire de Bruce. (La capacité totale du complexe est maintenant de 6 600 MW.)

1978 Mise en service de l'interconnexion Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard par câble sous-marin 100 MW.

1979 Mise en service des quatre premières unités de 333 MW de la centrale hydro-électrique LG2 (baie James) d'Hydro-Québec. (La capacité totale de la centrale, atteinte en 1981, est de 5 328 MW.)

1983 Mise en service par B.C. Hydro de la première ligne sous-marine à 500 kV (à courant continu) reliant la terre ferme à l'île de Vancouver. La seconde ligne a été mise en service en 1985. Chaque ligne couvre une distance de 69 km : 32 km aérien et 37 km sous l'eau.

1983 Mise au point par Ontario Hydro d'un procédé visant à éliminer les BPC des huiles minérales.

1983 Mise en service par Énergie NB de l'unité 1 (680 MW) de la centrale nucléaire de Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

1984 Mise en service par Nova Scotia Power de la première centrale marémotrice en Amérique du Nord à Annapolis Royal (Nouvelle-Écosse).

1986 Mise en service par B.C. Hydro et TransAlta Utilities de l'interconnexion à 500 kV.

1986 Mise en service à Pickering B de la dernière unité (unité 8) nucléaire d'Ontario Hydro.

1987 Création de la Yukon Energy Corporation.

1988 SaskPower complète la ligne de transport Athabasca, la plus longue de son réseau. D'une longueur totale de 355 km, cette ligne à 115 kV s'étend d'Uranium City à Rabbit Lake.

1988 Création de la Northwest Territories Power Corporation.

1989 SaskPower et Alberta Power ont complété la construction d'une ligne de transport de 230 kV en Saskatchewan, et d'une ligne de transport de 138 kV en Alberta. Les réseaux de l'est du Canada et de l'ouest Canadien sont maintenant interconnectés. C'est une primeure en Amérique du Nord.

1990 Ontario Hydro a mis en service la première unité (unité 2) de sa centrale nucléaire de Darlington.

B2. Chronologie des interconnexions régionales

Interconnexion	Tension(kV)	Mise en service
Québec-Ontario	230	1928
Québec-Ontario	115	1930 (1)
Québec-Ontario	230	1932
Québec-Ontario	115	1933 (1)
Québec-Ontario	115	1940 (1)
Québec-Ontario	230	1941
Québec-Ontario	115	1942
Québec-Ontario	115	1949
Québec-Ontario	115	1949
Manitoba-Ontario	115	1956 (2)
Manitoba-Saskatchewan	230	1960
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1961
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1965
Québec/Nouveau-Brunswick	69	1965
Québec-Ontario	115	1966
Québec-Ontario	115	1966
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1969
Labrador-Québec	735	1971
Labrador-Québec	735	1972
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1972
Manitoba-Saskatchewan	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	± 80 (CC)	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1973
Labrador-Québec	735	1973
Alberta/Colombie-Britannique	138	1973
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	345	1976 (3)
Nouveau Brunswick/Île-du-Prince-Edouard	138	1977 (4)
Nouveau Brunswick/Île-du-Prince-Edouard	138	1977 (4)
Manitoba-Saskatchewan	230	1979
Alberta/Columbie-Britannique	500	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	± 80 (CC)	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	345	1985
Saskatchewan-Alberta	230	1989

Notes : *(1) 230 kV en construction* *(2) Construite en 1931; interconnectée en 1956*
(3) Exploitée à 138 kV jusqu'en 1979 *(4) Câble sous-marin*

Toutes les interconnexions sont en courant alternatif (CA), sauf les installations Québec/Nouveau-Brunswick qui sont en courant continu (CC). Toutes les interconnexions Québec-Ontario et les deux interconnexions Québec/Nouveau-Brunswick en courant alternatif sont des liaisons de sous-station (en ce sens qu'elles ne sont pas reliées à l'ensemble du réseau, mais à une section isolée de ce réseau).

ANNEXE C

C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada 138

Tableau C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada*

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
TERRE-NEUVE				
Gull Island	1 698	1 698	1 698	76
Muskrat Falls	618	618	618	87
Lobstick	160	160	-	71
Pinware	77	77	-	67
Alexis	98	98	-	72
Paradise (Lab.)	89	89	-	66
Minipi	255	255	-	76
Fig	204	204	-	77
Rivière Eagle	661	661	-	71
Naskaupi	290	290	-	73
Kaniriktok	394	394	-	75
Granite Canal	31	31	31	80
Island Pond	30	30	30	70
Round Pond	18	18	18	84
Total partiel	4 623	4 623	2 395	
AUTRES SITES				
> 10 MW	186	-	-	61
< 10 MW	392	-	-	61
TOTAL	**5 201**	**4 623**	**2 395**	
NOUVELLE-ÉCOSSE				
> 10 MW	75	75	-	28
< 10 MW	15	15	-	54
Total partiel	90	90	-	
MARÉMOTEUR				
Cumberland Basin	1428	1428	-	26
Minas Bassin	5338	5338	-	31
Shepody Bay	1643	1643	-	25
TOTAL	**8 499**	**8 499**	-	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
NOUVEAU-BRUNSWICK				
Grand Sault (Sur.)	300	300	300	21
Morrill	140	140	140	35
Green River	160	160	-	7
AUTRES SITES	340	-	-	61
TOTAL	**940**	**600**	**440**	
QUÉBEC				
Eastmain-1	510	510	510	63
Eastmain-2	200	200	-	74
Ste-Marguerite	822	822	822	58
Grande Baleine	2 891	2 891	2 891	60
Ashuapmushuan	776	550	550	75
NBR	8 700	8 700	8 700	61
Nastapoca	768	768	-	59
Sakami	187	187	-	79
La Romaine	1 710	1 710	1 710	59
Laforge-2	270	270	270	72
Haut St-Maurice	700	700	-	64
Matawin	212	212	-	75
Outaouais Sup.	281	281	-	45
Rapide-Manigance	78	78	-	88
Temiscamingue	195	195	-	53
Toulnoustouc	71	71	-	48
Aguanus	329	329	-	79
Magpie	354	354	-	79
Moisie	1 014	1 014	-	79
Musquaro	86	86	-	78
Natashquan	703	703	-	79
Olomane	300	300	-	80
Petit-Mecatina	1 754	1 754	-	59
St-Augustin	66	66	-	59
St-Paul	157	157	-	53
A-la-Baleine	807	807	-	78
Arnaud-Payne	592	592	-	67
Aux-Feuilles	711	711	-	80

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
QUÉBEC (suite)				
Caniapiscau	2 240	2 240	-	81
Eau-Claire	321	321	-	60
George	2 826	2 826	-	80
Harricana	1 032	1 032	-	80
Archipel	418	418	-	93
Autres sites retenus	5 200	5 200	-	61
AUTRES SITES	4 800	-	-	61
Total partiel	42 081	37 055	15 453	
MARÉMOTEUR	26 416	-	-	25
TOTAL	**68 497**	**37 055**	**15 453**	
ONTARIO				
Long Sault Rapids	52	52	52	52
Abitibi Canyon (Sur.)	463	463	463	3
Newpost Creek	26	26	-	76
Otter Rapids (Sur.)	174	174	174	3
Nine Mile Rapids	295	295	295	28
Sand Rapids	131	131	-	31
Allan Rapids	131	131	-	31
Ear Falls (Sur.)	15	15	15	37
Maynard Falls	51	51	51	52
Little Jackfish	132	132	132	49
Highland Falls	94	94	-	18
Farm Rapids	13	13	-	52
Coral Rapids	192	192	-	19
Blacksmith Rapids	140	140	-	30
Upper Ten Mile Rapids	16	16	-	67
Yellow Falls	54	54	54	26
Cypress Falls	42	42	42	29
Little Long (Sur.)	61	61	61	13
Smoky Falls (Réam.)	182	182	182	32
Harmon (Sur.)	68	68	68	16
Kipling (Sur.)	68	68	68	16

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ONTARIO (suite)				
Grand Rapids	174	174	174	41
Thunderhouse Falls	42	42	-	48
Long Rapids	126	126	-	44
Mileage 66	81	81	-	40
Mileage 25	80	80	-	40
Patten Post	250	250	250	17
Ragged Chute (Réam.)	98	98	98	21
Grey Goose	140	140	140	48
Renison	135	135	135	47
Adam Beck (Sur.)	550	550	550	30
Paquette Rapids	29	29	-	89
Manitou Falls	58	58	-	17
Marathon	65	65	-	18
Spanish Site 4	80	80	-	38
Spanish Site 1	40	40	-	38
Denison Falls	36	36	-	29
Chicagouse Falls	28	28	-	38
Lower Ten Mile Rapids	19	19	-	67
Umbata Falls	51	51	-	40
Chigamiwingum Falls	57	57	-	41
Matabitchuan (Réam.)	73	73	-	12
Alexander (Sur.)	19	19	-	11
Cameron (Sur.)	18	18	-	11
Pine Portage (Sur.)	28	28	-	4
Chat Falls (Sur.)	20	20	-	23
Chenaux (Sur.)	196	196	-	5
Des Joachims (Sur.)	348	348	-	5
Otto Holden (Sur.)	203	203	-	3
Chaudiere Falls (Réam.)	72	72	-	66
Lake Temiscaming	24	24	-	73
Total partiel	5 540	5 540	3 004	
AUTRES SITES				
> 10 MW	5 480	5 480	360	53
< 10 MW	1 365	1 365	660	66
TOTAL	**12 385**	**12 385**	**4 024**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
MANITOBA				
Conawapa	1 240	1 240	1 240	64
Gillam Island	1 000	1 000	1 000	65
Gull	650	650	650	64
Birthday	450	450	450	69
Red Rock	220	220	220	67
Whitemud	280	280	280	61
Granville Falls	150	150	150	61
First Rapids	190	190	190	78
Manasan	260	260	260	70
Wuskwatim	330	330	330	69
Notigi	100	100	100	68
Kelsey (Sur.)	220	220	220	26
Total partiel	5 090	5 090	5 090	
AUTRES SITES				
> 10 MW	3000	-	-	61
< 10 MW	100	-	-	61
TOTAL	**8 190**	**5 090**	**5 090**	
SASKATCHEWAN				
Island Falls (Sur.)	100	100	35	70
Wintego	285	285	285	60
Choiceland	150	150	150	40
Forks	400	400	400	40
Total partiel	935	935	870	
AUTRES SITES	1 254	-	-	60
TOTAL	**2 189**	**935**	**870**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA				
Berland	71	71	-	61
McLeod	36	36	-	61
McLeod Valley	22	22	-	61
Pembina	12	12	-	61
Cardinal	3	3	-	61
Elk	25	25	-	61
Frontal	19	19	-	61
Isaak	18	18	-	61
Job	4	4	-	61
Olympus	11	11	-	61
Race	8	8	-	61
Southesk (Détour.)	21	21	-	61
Strike	27	27	-	61
Thistle	25	25	-	61
Thunder	19	19	-	61
Horseguard	1	1	-	61
Brazeau Forks	88	88	-	61
Carvel	135	135	-	61
Chambers Creek	47	47	-	61
Drayton Valley	162	162	-	61
Gap	91	91	-	61
Hairy Hill	182	182	-	61
Phoenix	80	80	-	61
Ramparts	122	122	-	61
Rocky Mountain	49	49	-	61
Shunda	48	48	-	61
Whirlpool	10	10	-	61
Magnolia	7	7	-	61
Vermillion	12	12	-	61
Carcajou	1 329	1 329	-	61
Dunvegan	256	256	256	61
Mile 232	898	898	-	61
Mile 251	1 011	1 011	-	61
Vermillion Chutes	75	75	-	61
18th Baseline	210	210	-	61
19th Baseline	337	337	-	61
Bolton	124	124	-	61
Cutbank	174	174	-	61
Kakwa	346	346	-	61
Meander	292	292	-	61

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA (suite)				
Peace River	253	253	-	61
Sulphur	84	84	-	61
Wapiti	228	228	-	61
Watino	346	346	-	61
West Watino	318	318	-	61
Dickson	7	7	-	61
Raven Dam Site	7	7	-	61
Alternative 4	1 667	1 667	1 667	61
Bassano	1	1	-	61
Cochrane	19	19	-	61
Dalemead	112	112	-	61
Eyremore	17	17	-	61
Glenbow	29	29	-	61
Lac des Arcs	15	15	-	61
Radnor	21	21	-	61
Russell	41	41	-	61
Shepard	78	78	-	61
Castle Site (1978)	7	7	-	61
Brocket	14	14	-	61
Fort MacLeod	7	7	-	61
Three Rivers	25	25	-	61
Meridan	45	45	-	61
Rapid Narrows	14	14	-	61
Total partiel	9 762	9 762	1 923	
AUTRES SITES	9 051	-	-	61
TOTAL	**18 813**	**9 762**	**1 923**	
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
Peace Site C	900	900	900	60
Keenleyside	240	240	240	55
Murphy Creek	275	275	275	60
Stikine-Iskut	2 900	2 900	2 900	61
Liard River	4 318	4 318	3 190	66
Falls River (Réam.)	15	15	15	36

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
COLOMBIE-BRITANNIQUE (suite)				
Seven Mile Unit 4	202	202	202	16
Homathko	895	895	710	55
Elaho	340	340	340	70
Border	250	250	250	74
McGregor Lower Canyon	360	360	360	62
Kemano Completion	520	520	520	60
Waneta (Sur.)	380	380	380	28
Brilliant (Sur.)	150	150	150	44
Shuswap	55	55	55	89
Beatrice Lake	31	31	31	68
Goat River	12	12	12	26
Peace Site E	600	600	-	53
Skeena	1 300	1 300	-	53
Yukon-Taku	3 700	3 700	-	67
Thorsen Creek	3	3	-	53
Duncan	25	25	25	48
AUTRES SITES	14 969	-	-	61
Total partiel	32 440	17 471	10 555	
MARÉMOTEUR				
Observation Inlet	660	660	-	35
Sechelt Inlet	54	54	-	35
TOTAL	**33 154**	**18 185**	**10 555**	
YUKON				
Mid Yukon	480	480	-	66
Hootalinqua	259	259	-	75
Wolverine	476	476	-	75
Detour Canyon	100	100	-	60
High Granite (III)	414	254	-	75
Braden Canyon	150	150	-	60
Big Salmon	301	301	-	75
Bell/Porcupine River	110	110	-	60
Frances, Upper Canyon	58	-	-	60

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
YUKON (suite)				
Frances, False Canyon	170	58	58	60
Frances, Lower Canyon	80	75	75	60
Liard Basin	244	244	-	60
Liard Canyon	90	90	90	60
Aberdeen Falls	300	300	-	60
Bonnet Plumi	198	198	-	65
Porcupine Canyon	190	190	-	65
Porcupine (Détour.)	1 241	1 241	-	65
Porcupine/Stewart	83	83	-	60
Slate Rapids	42	42	42	60
Fraser Falls	300	300	-	60
Independence	450	450	-	60
Hoole Canyon	40	40	40	60
Hoole River	15	15	15	60
Ross Canyon	30	30	30	60
Primrose	30	30	-	60
Five Finger Rapids	455	150	-	75
Yukon-Taku	3 692	1 500	-	85
Yukon-Yaiya	4 050	2 000	-	85
Pelly Basin	160	160	-	60
Stewart Basin	150	150	-	60
Upper Canyon/White	16	16	-	60
Lower Canyon/White	16	16	-	60
Kluane Canyon	17	17	-	60
Britannia	459	459	-	75
Tatshenshine (I&II)	160	160	-	60
Donjek	43	43	-	60
Bates Canyon	110	110	-	60
Peel (Détour.)	755	755	-	65
Ogilvie	896	896	-	75
Dawson	571	571	-	75
Boundary	1 006	1 006	-	75
NWPI	55	55	-	60
Yukon River Basin	121	121	-	60
Total partiel	18 583	13 701	350	
AUTRES SITES	-	-	-	
TOTAL	**18 583**	**13 701**	**350**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
T. N.-O.				
Anderson	160	160	-	60
Back	2 073	2 073	1 162	60
Burnside	525	525	-	60
Camsell	29	29	-	60
Coppermine	279	279	149	60
Dubawnt River	178	178	-	60
Ferguson	16	16	-	60
Great Bear 1	438	438	204	60
Great Bear 2	414	414	-	60
Hornaday	91	91	-	60
Horton	115	115	-	60
Hayes	120	120	-	60
Hood	52	52	-	60
Kakisa	21	21	13	60
Kazan	64	64	-	60
Maguse	39	39	-	60
Nahanni/Virginia	232	232	216	60
Nahanni	339	339	-	60
Flat	18	18	-	60
Lockhart	387	387	126	60
Pikes Portage	148	148	126	60
Quoich	207	207	-	60
Tha-Anne	41	41	-	60
Taltson	113	113	34	60
Tazin	15	15	-	60
Thelon	188	188	34	60
Thlewiaza	73	73	-	60
Trout	10	10	6	60
Slave	1 130	1 130	370	60
Sylvia Grinnell	86	86	6	60
Snowdrift	6	6	-	60
Arctic Red	80	80	-	60
Peel	200	200	-	60
Rat	450	450	-	60
Keele	75	75	-	60
Mountain	70	70	-	60
Root	55	55	-	60
Redstone	135	135	-	60
Dahadinni	160	160	-	60
Willow Lake	20	20	-	60

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
T. N.-O. (suite)				
La Martre	27	27	27	60
Armshow	20	20	-	60
Anna Maria Port	7	7	-	60
Ward Inlet	15	15	-	60
Petitot	27	27	-	60
Hanbury	246	246	-	60
Prince	4	4	-	60
Maguse	3	3	-	60
Total partiel	9 201	9 201	2 473	
AUTRES SITES	28	-	-	60
TOTAL	**9 229**	**9 201**	**2 473**	
CANADA TOTAL	**185 680**	**120 036**	**43 573**	

* *Estimé*

1. *Potentiel brut : Les ressources brutes totales qui pourraient être mises en valeur en l'absence de contraintes techniques, économiques ou environnementales (on ne tient pas compte des sites déjà mis en valeur ou en construction).*
2. *Potentiel aménageable : Potentiel brut moins les sites qui ne seront peut-être pas mis en valeur pour des raisons techniques.*
3. *Potentiel envisagé : Potentiel aménageable moins les sites qui ne seront peut-être pas aménagés pour des raisons environnementales ou économiques. Le potentiel envisagé regroupe donc tous les sites susceptibles d'être aménagées dans l'avenir.*

** *Les facteurs d'utilisation ont été arrondis; il s'agit même parfois d'estimations fondées sur une répartition de 61 % d'origine hydraulique et de 25 % d'origine marémotrice.*

Sur. *Suréquipement*
Réam. *Réaménagement*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

ANNEXE D
NORMES ET DIRECTIVES ENVIRONNEMENTALES FÉDÉRALES

Les récentes modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* stipulent que l'Office lorsqu'il évalue une demande de licence d'exportation d'électricité ou d'un certificat autorisant l'exploitation de lignes de transport internationales, doit tenir compte de l'incidence environnementale de ces projets. (Pour de plus amples détails sur le cadre réglementaire, voir le chapitre 3.) La présente annexe offre un survol de certaines normes environnementales fédérales qui, en plus des mesures de protection environnementales instituées par les provinces, sont particulièrement pertinentes pour l'évaluation des répercussions sur l'environnement.

Les normes environnementales fédérales sont celles qui ont été autorisées ou adoptées par le gouvernement fédéral et qui s'appliquent là où un projet touche un domaine sous stricte juridiction fédérale, tels les eaux navigables ou les oiseaux migrateurs. Les normes fédérales pertinentes sont résumées dans les pages qui suivent après une présentation générale des catégories de normes environnementales[1].

[1]Pour plus de détails sur les lois, les initiatives et les normes fédérales, communiquer avec la Direction de l'énergie électrique Énergie, Mines et Ressources Canada.

CATÉGORIES DE NORMES ENVIRONNEMENTALES

Les normes environnementales sont établies dans le but général de protéger la santé des personnes et l'environnement. Aux fins du présent rapport, l'expression « normes environnementales » se rapportera à l'ensemble des directives, objectifs, limites, critères et codes de recommandations techniques relatifs à l'environnement. Aux fins de la discussion, les normes fédérales en matière d'environnement sont regroupées en trois catégories générales : normes environnementales, normes d'émission et autres normes.

Normes environnementales

Les normes environnementales sont des énoncés quantitatifs ou qualitatifs qui décrivent un niveau de qualité environnementale qui, étant maintenu dans l'environnement « ambiant » ou ouvert, protégera normalement la santé des personnes et l'environnement. En général, elles précisent les concentrations de matières ou les caractéristiques physiques telles que la température de l'eau. Habituellement, les normes environnementales fédérales n'ont pas de valeur légale. Elles décrivent un niveau de qualité environnementale qui peut être appliqué à des régions précises, ou à toutes les régions du Canada. Elles représentent les buts ou objectifs vers lesquels sont dirigées les initiatives de contrôle de la pollution, y compris les lois et règlements précisant les normes d'émission.

Les normes d'émission

Les normes d'émission se rapportent à une limite sur la quantité ou la qualité de matières pouvant être émises par des procédés industriels basés sur l'utilisation de la meilleure technologie réalisable sur le plan économique. Elles précisent habituellement la concentration maximale d'une matière dangereuse pouvant être présente dans l'émission telle qu'elle jaillit de sa source : une cheminée, un pipeline ou un système de drainage de site d'enfouissement. Les normes d'émission fédérales, pouvant avoir force de loi en vertu de règlements, sont considérées comme étant les exigences acceptables minimales pour toutes les entreprises industrielles. Dans certains cas, des normes d'émission plus contraignantes devront sans doute être mises en vigueur afin que soient respectées les normes environnementales.

Autres normes

Font partie de cette catégorie les programmes et la législation comprenant un large éventail de mesures de protection de l'environnement, en plus des normes environnementales et d'émissions, par exemple le *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur* ou la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*.

SURVOL DES NORMES FÉDÉRALES

1.1 Normes environnementales : l'air

Objectifs nationaux en matière de qualité de l'air ambiant

Les *Objectifs nationaux en matière de qualité de l'air ambiant*, établis en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, stipulent des critères concernant les niveaux tolérables, acceptables et souhaitables d'anhydride sulfureux, d'oxyde d'azote, de particules, d'ozone et de monoxyde de carbone dans l'atmosphère libre ou ambiant.

Accords intergouvernementaux

Les normes environnementales sont une méthode de mise en oeuvre d'accords intergouvernementaux pour réduire et contrôler la pollution de l'air. (Pour une étude générale des accords intergouvernementaux sur la pollution de l'air, voir la section 3.3 de la présente annexe.) Le gouvernement du Canada et les sept provinces canadiennes de l'Est ont conclu des accords fédéraux-provinciaux pour réduire les émissions d'anhydride sulfureux, d'après un objectif de dépôts humides de sulfate (normes environnementales) de 20 kilogrammes par hectare et par année.

1.2 Normes environnementales : l'eau

Recommandations pour la qualité des eaux au Canada

Les *Recommandations pour la qualité des eaux au Canada*, publiées par le Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement (CCMRE), sont un répertoire d'objectifs de qualité des eaux (normes environnementales) convenant à diverses utilisations de l'eau au Canada telles que la vie aquatique, les procédés industriels, la consommation humaine, l'utilisation récréative et l'irrigation agricole. Ces normes diffèrent selon les diverses utilisations de l'eau et doivent par conséquent être adaptées de façon à répondre aux besoins régionaux en matière de qualité de l'eau. Ces normes sont inspirées des directives existantes telles que les *Recommandations pour l'eau potable au Canada* établies par le Sous-comité fédéral-provincial sur l'eau potable.

Accords intergouvernementaux

Le Canada a conclu un accord avec les États-Unis (*Accord relatif à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs*) pour restaurer et maintenir la qualité de l'eau dans le bassin des Grands Lacs. Des objectifs de qualité environnementale (normes environnementales) sont établis pour ces eaux afin d'aider à atteindre les objectifs de l'Accord.

D'autres normes environnementales régionales pourront être établies en vertu d'accords et de programmes fédéraux-provinciaux promulgués conformément à la *Loi sur les ressources en eaux du Canada*.

2.1 Normes d'émission fédérales : l'air

Émissions par les centrales thermiques - Directives nationales pour de nouvelles sources fixes

Ces directives, établies en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, sont des normes d'émission dans l'air basées sur la technologie pour de nouvelles centrales thermiques classiques. Il s'agit des limites d'émission génériques recommandées comme normes minimales nationales qui peuvent être adoptées par des services publics et des gouvernements provinciaux. Les critères stipulés dans les directives comprennent ceux pour l'anhydride sulfureux, l'oxyde d'azote et les émissions de particules, de même que pour les normes relatives à l'opacité ou la visibilité.

2.2 Normes d'émission : l'eau

Le Code des recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur

(Voir Autres normes fédérales, section 3.1, pour une description générale du *Code de recommandations*.)

Le *Code de recommandations visant l'étape de la conception* prévoit des limites minimales d'émission de déchets dans l'eau basées sur la technologie. Ces normes stipulent des critères propres aux effluents pour les métaux, les huiles et les graisses, le chlore, les matières en suspension et l'acidité, dans le but de réduire la quantité totale de

polluants rejetés dans les eaux de surface. Ces critères sont conçus pour répondre aux normes environnementales pour la santé des humains et des espèces aquatiques dans la plupart des cas.

LA LÉGISLATION FÉDÉRALE

La Loi sur les pêcheries, la Loi sur les ressources en eaux du Canada et la Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs

La *Loi sur les pêcheries* interdit les dépôts de matières nuisibles dans toutes les eaux poissonneuses du Canada. Les règlements peuvent limiter les dépôts de certains types de déchets ou de matières en spécifiant les quantités et les concentrations. Les dispositions de cette loi sont appuyées par le *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur.* La Loi englobe une vaste gamme de mesures de protection environnementale qui ne peuvent être traitées convenablement dans ce court résumé.

La *Loi sur les ressources en eaux du Canada* confère au gouvernement fédéral le pouvoir de réglementer l'émission de matières dans des zones désignées de « gestion qualitative des eaux ». Aucun règlement concernant les émissions dans l'eau n'a été émis en vertu de cette loi. La Loi confère également au gouvernement fédéral le pouvoir de conclure des accords avec les provinces pour la gestion qualitative des eaux.

Les règlements d'application de la *Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs* interdisent, dans certaines circonstances, les déversements de matières dangereuses pour les oiseaux migrateurs dans toute eau ou tout secteur habités par ces oiseaux au Canada.

AUTRES NORMES FÉDÉRALES

3.1 Recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur

Le *Code de recommandations techniques*, élaboré par un groupe de travail des gouvernements fédéral et provinciaux et de l'industrie, mis sur pied par Environnement Canada, inclut des mesures jugées raisonnables et pratiques qui peuvent être prises pour préserver la qualité de l'environnement touché par les centrales thermiques et électronucléaires. Il existe maintenant des codes de recommandations visant les étapes de conception, de choix de l'emplacement et de construction des centrales thermiques. Bien que les codes relatifs à la conception et au choix de l'emplacement n'ont pas force légale, le code de construction est publié en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement.* Environnement Canada élabore présentement des codes de recommandations pour les étapes d'exploitation et de déclassement.

Les diverses étapes des codes de recommandations, bien que traitées dans des documents distincts, sont interdépendantes. Afin d'assurer la protection environnementale pendant toute la durée d'une centrale thermique, les codes doivent être considérés dans leur ensemble.

3.2 Législation environnementale pour le contrôle des produits dangereux

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* confère au gouvernement l'autorité à l'égard du contrôle de matières dangereuses ou toxiques tout au cours de leur cycle de vie, y compris durant la mise au point, la fabrication, le stockage, le transport, l'utilisation et l'élimination. La Loi stipule que le ministre de l'Environnement peut établir des objectifs environne- mentaux (normes environne- mentales), publier des directives (normes d'émission) et des codes de recommandations, ainsi que des règlements exécutoires fondés sur ces normes et d'autres normes environnementales. Les règlements comprennent des normes pour le stockage et l'élimination des polychlorobiphényles (PCB).

La *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* autorise la création et l'application de normes de sécurité pour le transport, la préparation pour le transport et la manutention des marchandises dangereuses (y compris les PCB et les substances radioactives).

La *Loi sur les produits antiparasitaires* autorise l'établissement et l'application de normes de sécurité pour le stockage, la manutention et l'utilisation des pesticides.

3.3 Accords intergouvernementaux sur la pollution de l'air

Le Canada est un signataire de deux protocoles internationaux de la Commission économique des Nations-Unies pour l'Europe, en vertu de la *Convention de 1979 sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance*. Les protocoles engagent les signataires à réduire les émissions d'anhydride sulfureux (1985) et d'oxyde d'azote (1988). Ces protocoles prévoient des contrôles des émissions pour réduire, d'ici 1993, les émissions d'anhydride sulfureux de 30 % par rapport aux niveaux de 1980, et de geler, d'ici 1994, les émissions d'oxyde d'azote aux niveaux de 1987.

Le protocole concernant la réduction des émissions d'anhydride sulfureux a été mis en oeuvre au Canada aux termes d'accords individuels conclus entre le gouvernement du Canada et les sept provinces de l'Est, afin de réduire, d'ici 1994, les émissions d'anhydride sulfureux d'environ 50 % par rapport aux émissions de 1980. Conformément au protocole sur l'oxyde d'azote, les ministres canadiens de l'environnement élaborent présentement un plan d'action exhaustif en vue d'une gestion accrue des émissions d'oxyde d'azote et de composés organi- ques volatiles au Canada.

Le 13 mars 1991, les gouvernements canadien et américain ont conclu une entente sur la qualité de l'air (l'*Accord sur la qualité de l'air*). Le Canada s'engageait, entre autres, à :

- plafonner, dans les sept provinces de l'Est, les émissions de SO_2 à 2,3 millions de tonnes par an de 1995 à 1999;
- ne pas dépasser un plafond national de 3,2 millions de tonnes en l'an 2000;
- réduire les émissions annuelles de NO_x provenant de sources stationnaires de 100 000 tonnes par an et ce, sous le niveau prévu pour 2000 de 970 000 tonnes par an;
- élaborer, d'ici le 1er janvier 1995, de nouvelles exigences en matière de réduction annuelle d'émissions pour les sources stationnaires qu'elles devront respecter en 2000 et en 2005;
- d'ici le 1er janvier 1995, prévoir les émissions de SO_2 et de NO_x de chaque nouvelle unité de production d'électricité de plus de 25 MW, en utilisant une méthode de comparaison aussi efficace que la surveillance permanente des émissions.

3.4 Normes environnementales générales pour les centrales nucléaires : Commission de contrôle de l'énergie atomique

Pour une discussion générale du rôle de la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur le plan de la réglementation, voir le chapitre 3.

Les normes que la Commission utilise pour accorder des licences et contrôler les installations comprennent les règlements en vertu de sa Loi constitutive visant à limiter les doses de radiation pour le public, et les normes de transport pour l'emballage et le marquage de matières nucléaires. La Commission reçoit des avis sur les normes environnementales de la part d'Environnement Canada et exerce ses activités de délivrance de permis selon un processus réglementaire conjoint impliquant les autorités environnementales du fédéral et des provinces. La Commission coordonne ses activités réglementaires avec le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement ou tout autre processus provincial d'examen environne- mental qui peut s'avérer néces- saire pour des installations nucléaires.

3.5 Normes environnementales générales pour la production et le transport d'électricité : l'Office national de l'énergie

Voir le chapitre 3 pour les détails sur le processus réglementaire de l'Office national de l'énergie.

Les demandeurs de permis sont tenus de soumettre à l'Office national de l'énergie des renseignements sur les répercussions environnementales des exportations et des lignes de transport proposées. L'Office appliquera les procédures stipulées dans le *Décret sur les lignes directrices visant le processus fédéral d'examen et d'évaluation en matière d'environnement* pour déterminer s'il doit recommander l'assujettissement d'une demande de permis ou de licence. Lorsqu'une audience publique s'avère nécessaire, les demandeurs sont tenus d'entreprendre une analyse détaillée du projet, y compris, entres autres éléments, les facteurs environnementaux.

3.6 Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

Voir le chapitre 4 pour les détails du Processus fédéral d'examen et d'évaluation en matière d'environnement.

Le *Décret sur les lignes directrices* établit des procédures normalisées qui doivent être suivies par les ministères fédéraux lorsqu'ils procèdent à une première évaluation des projets relevants de leur compétence pour en déterminer les répercussions environnementales d'importance.

ANNEXE E

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité 155

E2. Programmes de déplacement de la charge 157

E.3. Tarifs payés par les principaux services d'électricité pour la PIÉ en 1991 158

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR RÉSIDENTIEL

1. Construction d'habitations neuves -- établissement de normes mininales d'efficacité pour les nouveaux logements résidentiels, identification des habitations à haute efficacité énergétique, et parrainage de programmes de formation des constructeurs.

2. Amélioration des habitations -- les consommateurs reçoivent de l'information, des grilles de vérification et de l'aide financière pour mettre en place des mesures visant l'efficacité énergétique des habitations chauffées à l'électricité.

3. Amélioration de l'efficacité énergétique des appareils électro-ménagers -- établissement de normes minimales d'efficacité des appareils électro-ménagers, identification des appareils à haute efficacité énergétique, formation des consommateurs, campagnes de promotion, stimulants financiers pour les détaillants, rabais à l'achat d'équipements à haute efficacité énergétique dont les minuteries pour les chauffe-moteurs et les thermostats, rachat des équipements inefficaces, mises au point des chauffe-eau et distribution gratuite de couvertures isolantes pour les chauffe-eau ainsi que d'économiseurs d'eau.

4. Choix de combustibles -- campagnes publicitaires en faveur de combustibles de remplacement de l'électricité comme combustible de choix pour les nouveaux systèmes de chauffage et de chauffe-eau ou pour ceux qui existent déjà, mesures incitatives offertes aux consommateurs qui acceptent la conversion de leurs systèmes de chauffage et de chauffe-eau vers d'autres formes de systèmes de chauffage.

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR COMMERCIAL

1. Construction de nouveaux bâtiments -- établissement de normes minimales d'efficacité énergétique pour la construction de nouveaux bâtiments à vocation commerciale, identification des bâtiments à haute efficacité énergétique et stimulants financiers pour les propriétaires, les concepteurs, et les constructeurs visant la conception de bâtiments à haute efficacité énergétique.

2. Rénovation des bâtiments -- aide technique, financière et à la vérification pour la rénovation de l'enveloppe thermique des bâtiments, pour l'éclairage, les systèmes de ventilation-chauffage-climatisation, les chauffe-eau, la récupération de la chaleur, les systèmes de réfrigération et autres équipements techniques, ainsi que pour l'achat d'équipement de gestion de l'énergie.

3. Choix des combustibles -- campagnes publicitaires en faveur de combustibles de remplacement de l'électricité comme combustible de choix pour les nouveaux bâtiments à vocation commerciale.

4. Éclairage à haute efficacité énergétique -- éducation, campagnes d'information et mesures incitatives pour l'achat et la conversion de systèmes d'éclairage à haute efficacité énergétique.

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité (suite)

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR INDUSTRIEL

1. Construction de nouveaux bâtiments -- campagnes publicitaires en faveur de l'efficacité énergétique dans la conception de nouvelles usines.

2. Rénovation des usines -- éducation, campagnes d'information, soutien sur le terrain, programmes de vérification, et aide technique et financière fournie au client industriel afin d'évaluer et de mettre en oeuvre des améliorations de l'efficacité énergétique des usines.

3. Moteurs à haut rendement et équipés d'un entraînement à vitesse variable -- éducation, campagnes d'information et rabais pour l'installation de moteurs à haut rendement à l'occasion de programmes d'achat ou de remplacement.

4. Tyauteries d'air sous pression -- tests de contrôle des fuites d'air dans les réseaux d'air comprimé.

5. Éclairage à haute efficacité énergétique -- éducation, campagnes d'information et mesures incitatives pour l'achat et la conversion en faveur de systèmes d'éclairage à haute efficacité énergétique, y compris la conversion de l'éclairage des routes à un éclairage au sodium à haute pression de meilleur rendement.

E2. Programmes de déplacement de la charge

1. **TARIFS SELON LA PÉRIODE D'UTILISATION** -- Le coût de fournir de l'électricité varie selon les saisons, les semaines et les périodes de la journée car les demandes de puissance requièrent l'utilisation de différentes combinaisons d'installations de production. Les installations dont les coûts variables sont les plus élevés sont généralement exploitées seulement pour répondre aux demandes de pointe. Les tarifs selon la période d'utilisation sont conçus pour réfléter les coûts accrus de l'approvisionnement en énergie électrique durant les demandes de pointe saisonnières et quotidiennes. Ils visent à encourager une utilisation plus efficace du réseau électrique tout en offrant aux clients des récompenses d'ordre financier sous forme de tarifs réduits pour avoir géré leurs charges entre les heures de pointe et hors-pointe. Le service d'électricité en tire également profit puisqu'il réduit les demandes de pointe saisonnières et quotidiennes.

   Bien que les tarifs selon la période d'utilisation soient intégrés à même les structures tarifaires d'un certain nombre de services canadiens d'électricité, en particulier dans les cas de gros clients industriels et commerciaux, Ontario Hydro est le seul service qui les ait mis en oeuvre. Il a fixé quatre périodes pour ces tarifs : la demande de pointe hivernale, la demande hors-pointe hivernale, la demande de pointe estivale et la demande hors-pointe estivale. L'été comprend les mois d'avril à septembre inclusivement, l'hiver comprenant les mois d'octobre à mars. La période de pointe de chaque saison s'étend de 7 h à 23 h, du lundi au vendredi, à l'exception des jours fériés. Toutes les autres heures sont considérées hors-pointe. Les tarifs s'appliquent aux gros clients industriels d'Ontario Hydro, aux gros clients des services municipaux d'électricité desservis par Ontario Hydro, et, sur une base volontaire, aux services municipaux eux-mêmes. Les tarifs selon la période d'utilisation s'appliquent maintenant à 80 % de la charge d'Ontario Hydro.

2. **PROGRAMMES DE CONTRÔLE DE LA CHARGE** -- Le contrôle direct de la charge du client est un autre moyen de déplacer la charge des périodes de pointe aux heures hors-pointe. Un dispositif de contrôle est installé pour permettre au service d'électricité de contrôler la charge durant toute la journée. On utilise habituellement ce dispositif pour le chauffage des bâtiments et de l'eau en gérant l'électricité de façon à réduire les demandes de pointe et égaliser la charge totale.

3. **PROGRAMME DE STOCKAGE THERMIQUE** -- Les services d'électricité peuvent déplacer la charge de la journée vers la nuit en offrant des stimulants à leurs clients afin qu'ils se procurent un système de stockage thermique. Une fois le système mis en marche, l'électricité est utilisée la nuit pour produire de la glace ou de la chaleur, un moyen utilisée durant la journée pour le chauffage des bâtiments ou de l'eau.

4. **PROGRAMMES DE BI-ÉNERGIE** -- Ces types de programmes comprennent à la fois le déplacement et l'égalisation de la charge. Les programmes de bi-énergie s'appliquent généralement aux consommateurs qui peuvent compter sur une deuxième source d'énergie pour le chauffage intérieur et de l'eau. Le service d'électricité offre des tarifs réduits pour la consommation hors-pointe par suite d'une entente selon laquelle le consommateur a recours à une source d'énergie de remplacement comme le gaz naturel ou le mazout pour le chauffage, durant les périodes de pointe. Les consommateurs participants à ce programme paient un tarif beaucoup plus élevé pour toute consommation d'électricité durant la période de pointe.

E.3. Tarifs payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1991

Principaux services d'électricité	Barème tarifaire	Formule d'établissement des tarifs	Remarques
Newfoundland and Labrador Hydro	Aucune politique.		Politiques pour les régions interconnectées en préparation.
Newfoundland Light and Power	Aucune politique.		
Maritime Electric	Aucune disponible à ce moment.		
Nova Scotia Power	Puissance : 2,79 cents/kW.h Énergie : 3,49 cents/kW.h	Plein coût évité basé sur des simulations du système.	Durée du contrat 10 ans. Centrales en service durant l'année financière 1993-1994.
	Puissance : 3,68 cents/kW.h Énergie : 3,49 cents/kW.h	Installation type utilisée pour élaborer les prix. Elle représente une centrale CLF (3 x 165 MW) ainsi que les lignes de transport.	Durée du contrat, 33 ans. Le prix pour la capacité est fixé pour la durée du contrat. Le prix de l'énergie est fondé sur les données fournies par l'installation type quant au combustible, à l'exploitation et à l'entretien. Les centrales en service durant l'année financière 1993-1994.
Énergie NB	Fournisseurs désignés: Pointe: 4,44 cents/kW.h. Hors pointe : 2,35 cents/kW.h.	Heures de pointe : 100 % du plein coût évité d'Énergie NB (puissance et énergie). Heures hors-pointe: pleins coûts évités d'Énergie NB.	La capacité installée est moins de 5 MW. La durée du contrat dépasse du contrat dépasse un an. Les heures de pointe sont de 7 h à 21 h. Les mois de pointe sont décembre à mars.
	Fournisseurs non-désignés: 2,46 cents/kW.h.	90 % du coût régressif d'un système moyen d'Énergie NB durant le mois.	
	Fournisseurs désignés offrant plus de 5 MW	À négocier.	La durée du contrat doit dépasser 3 ans.
Hydro-Québec	4,1 cents/kW.h.	Coût évité.	Le prix est calculé pour un courant à haute tension (égal ou plus élevé que 50 kV) et sera rajusté en fonction de l'Indice des prix à la consommation jusqu'à un maximum de 6 %.
	4,4 cents/kW.h	Coût évité.	Le prix est calculé pour un courant à tension moyenne (750 à 50 kV) et sera rajusté en fonction de l'Indice des prix à la consommation jusqu'à un maximum de 6 %.

E.3. Tarifs payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1991

Principaux services d'électricité	Barème tarifaire	Formule d'établissement des tarifs	Remarques
Ontario Hydro	Aménagements d'au plus 5 MW :		
	OPTION 1 - Barème tarifaire offert aux producteurs autres que les services d'électricité peu importe le combustible ou la technologie utilisés.	Coût évité.	Pour avoir droit à l'Option 1, le producteur de cette catégorie doit conclure un contrat avec Ontario Hydro d'une durée habituelle de 20 ans.
	Pointe hivernale : 7,36 cents/kW.h		
	Hors-pointe hivernale : 3,00 cents/kW.h		
	Pointe estivale : 5,97 cents/kW.h		
	Hors-pointe estivale : 2,66 cents/kW.h		
	OPTION 2 - Tarifs préférentiels aux aménagements qui utilisent des ressources renouvelables ou une technologie de conversion à haute efficacité énergétique.		
	Pointe hivernale : 8,10 cents/kW.h	Les tarifs de pointe sont basés sur les coûts d'électricité et de la capacité marginale d'Ontario Hydro sur 20 ans.	Tous les tarifs selon la période d'utilisation sont rajustés annuellement en fonction de l'IPC de l'Ontario.
	Hors-pointe hivernale : 3,30 cents/kW.h		
	Pointe estivale: 6,57 cents/kW.h	Les tarifs hors-pointe sont basés sur le coût marginal de l'électricité.	Le facteur d'utilisation ne sert pas de critère pour établir les tarifs.
	Hors-pointe estivale : 2,93 cents/kW.h		
	OPTION 3 - Tarif fixe de 10 ans aux aménagements de ressources renouvelables.	En principe, la formule d'établissement des tarifs est la même que celle de l'Option 2.	Ces tarifs avec majoration dégressive sont équivalents en termes de leur valeur actuelle aux tarifs selon la période d'utilisation de 1991 décrits à l'Option 2 ci-dessus, indexés en fonction de l'IPC de l'Ontario sur 10 ans et nivelés.
	Pointe hivernale : 9,81 cents/kW.h		

E.3. Tarifs payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1991

Principaux services d'électricité	Barème tarifaire	Formule d'établissement des tarifs	Remarques
	Hors-pointe hivernale : 3,99 cents/kW.h Pointe estivale : 7,96 cents/kW.h Hors-pointe estivale : 3,55 cents/kW.h		
	Aménagements fournissant plus de 5 MW nets.	Coût évité.	Cas par cas.
Hydro-Manitoba	À négocier.		Les politiques ne sont pas encore arrêtées.
SaskPower	Aménagements d'une capacité de moins de 50 MW:		
	2,51 cents/kW.h	Coût moyen de production.	Aménagements d'une capacité installée de 1 kW à 100 kW. Aucun paiement pour la puissance.
	1,30 cents/kW.h	Coût moyen de production.	Aménagements d'une capacité installée de 101 kW à 10 MW. Aucune paiement pour la puissance.
	2,80 dollars/kW	Nouvelle turbine à gaz.	Aucun paiement pour la puissance.
	3,40 cents/kW.h	Coût moyen de production de la meilleure turbine à gaz.	Aménagements d'une capacité installée de 10 MW à 50 MW et dont les f.u.m. ne dépassent pas 64 %.
	10,76 dollars/kW	Nouveau groupe à lignite.	Aménagements d'une capacité installée de 10 MW à 50 MW et dont les f.u.m. ne dépassent pas 65 %.
	1,00 cents/kW.h	Coût moyen de production du meilleur groupe à lignite.	

E.3. Tarifs payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1991

Principaux services d'électricité	Barème tarifaire	Formule d'établissement des tarifs	Remarques
	Aménagements d'une capacité de plus de 50 MW.	À négocier.	
TransAlta Utilities Alberta Power Edmonton Power, et la ville de Medicine Hat	5,2 cents/kW.h (fixes de 1990-1994), augmentant à 6,0 cents/kW.h (fixes de 1995-1999) ou 4,64 cents/kW.h commençant en 1990, grimpant avec l'inflation.	Tarifs réglementés.	Ces tarifs s'appliquent aux petits producteurs utilisant des ressources renouvelables telles que le vent, l'hydro et la bio-masse. Les aménagements ne dépassent pas 2,5 MW. Un nombre limité d'aménagements-pilotes dépassant 2,5 MW peuvent être approuvés.
	Énergie de sources non classiques telles que des génératrices au gaz résiduel ou à production mixte.	À négocier.	
B.C. Hydro	3,31 cents/kW.h	Basés sur les coût marginal à court et à long terme de B.C. Hydro.	Aménagements d'une capacité de moins de 5 MW. Achat total annuel limité à 25 MW. Production mixte ou autoproduction.
	Aménagements d'une capacité de 5 MW et plus.	À négocier.	

Sources : Principaux services d'électricité, mars 1991

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

British Thermal Unit (Btu) : unité servant à mesurer la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Capacité, dans l'industrie de l'énergie électrique, a deux significations :

1. Puissance du réseau : la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service d'électricité peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement : la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Capacité génératrice de réserve : capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales : en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Capacité installée : capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Charge : quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Charge de base : charge minimale constante sur une période donnée.

Consommation : quantité d'énergie électrique utilisée, habituellement mesurée en kilowattheures.

Courant : flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Courant alternatif (CA) : courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets par seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car son transport et sa distribution sont bien plus économiques que ceux du courant continu.

Courant continu (CC) : courant qui circule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Une pile fournit du courant continu.

Demande de pointe : charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Énergie d'économie : énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur des coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour fournir les charges de son propre réseau.

Énergie électrique : quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowattheure (kW.h) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Énergie interruptible : énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au gré du fournisseur.

Énergie nucléaire : énergie produite dans une centrale où la vapeur actionnant les turbines provient de la chaleur dégagée par la fission atomique et non de la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz naturel.

Exportations nettes : le total des exportations moins le total des importations.

Facteur d'utilisation : indifféremment de la pièce de matériel, rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la puissance nominale.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Facteur de charge : coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

Frais liés à la demande : prix de l'électricité établi d'après la demande la plus élevée d'un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

Frais liés à l'énergie : prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kW.h). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Fréquence : nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou de 60 hertz.

Gigawatt (GW) : un milliard de watts; un million de kilowatts (voir Watt).

Gigawattheure (GW.h) : unité d'énergie qui équivaut à un million de kilowattheures ou à un milliard de wattheures.

Hertz (Hz) : unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Indice des prix à la consommation (IPC) : l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un « panier », ensemble constant de biens et de services. Ce panier se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

Joule : unité internationale de mesure de l'énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité; un kilowattheure représente environ 3,6 millions de joules.

Kilovolt (kV) : mille volts.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Kilowatt (kW) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 watts, soit la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

Kilowattheure (kW.h) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 wattheures, soit la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts pendant une heure. Un kilowattheure est égal à 3,6 millions de joules.

Mégawatt (MW) : unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

Mégawattheure (MW.h) : unité de puissance égale à 1 000 kilowattheures.

Mil : un millième de dollar.

Production classique : électricité d'une centrale où la force motrice est de la vapeur d'eau ou des gaz d'échappement produits à partir de combustibles fossiles.

Production mixte : production combinée d'électricité et d'énergie thermique. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Produit intérieur brut (PIB) : la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB mesuré en dollars constants se définit comme le PIB réel.

Puissance : taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Puissance garantie : puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Réseau d'électricité : toutes les installations interconnectées d'un service d'électricité : centrales, transformateurs, lignes de transport et de distribution, et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Réseau : réseau de conducteurs et de connexions.

Source d'énergie : source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et ses dérivés, le gaz, l'eau, l'uranium, les énergies éolienne, solaire et géothermique.

Source d'énergie primaire : source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice.

Tension : force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kilovolt est égal à 1 000 volts.

Térawattheure (TW.h) : un milliard de kilowattheures.

Watt : unité scientifique de puissance électrique correspondant à la consommation d'un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, de 40, de 60 ou de 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle éclaire. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.